



UNIVERSITÀ DI PISA

Dipartimento di Giurisprudenza

Corso di Laurea Magistrale in Giurisprudenza

La ricerca e lo sfruttamento degli idrocarburi
nel diritto internazionale

Candidata

Martina La Bella

Relatore

Chiar.mo Prof. Antonio Marcello
Calamia

Anno Accademico 2014/2015

*“Dovunque, in tutto il mondo,
centinaia o migliaia di milioni di individui,
tutti eguali, ignari dell'esistenza di altri individui,
tenuti separati da mura di odio e di bugie,
eppure quasi gli stessi.”*

1984, G.Orwell

INDICE

Introduzione

Capitolo I

LA SOVRANITÀ STATALE SULLE RISORSE NATURALI ED I RAPPORTI CON LE IMPRESE PRIVATE

1. I primi accordi internazionali conclusi per lo
sfruttamento delle risorse naturali.....
.....pag.10
2. I diversi interessi delle parti
contrattuali.....pag.17
3. Gli elementi tipici del contratto
petrolifero.....pag.22
 - 3.1 Il rapporto tra lo Stato ospite e il “Petroleum
Regime”.....pag. 25
 - 3.2. Le modalità di assegnazione del contratto
petrolifero.....pag.27
 - 3.3. I negoziati tra le parti del contratto.....pag. 28
4. Le caratteristiche del contratto
petrolifero.....pag.29
5. Le tipologie di contratto petrolifero.....

.....	pag.33
5.1. I contratti di Concessione.....	pag.34
5.2. Nuove tipologie di contratti: il contratto di riparto della produzione.....	pag.41
5.3. segue: il contratto di servizio.....	pag.47
5.4. segue: il contratto di assistenza tecnica...	pag.51
5.5. La Joint Venture.....	pag.52
5.5.1. La joint venture contrattuale.....	pag.58
5.5.2. La joint venture corporation.....	pag.61
5.5.3. La joint venture partnership.....	pag.63
6. Le clausole contrattuali.....	pag.66
7. L'arbitrato internazionale quale mezzo per la risoluzione delle controversie.....	pag.74

Capitolo II

IL MERCATO DEGLI IDROCARBURI

1. Il ruolo delle Compagnie petrolifere e i loro interessi.....	pag.92
--	--------

2. L'influenza dell'OPEC nel mercato degli idrocarburi.....	pag.98
2.1. La crisi dell'oligopolio degli anni Ottanta.....	pag.103
3. Gli scopi perseguiti dalle compagnie petrolifere nazionali e il loro rapporto con le compagnie petrolifere private.....	pag.108
4. I mercati di scambio del petrolio e i sistemi di benchmarking.....	pag.130
4.1. Il Brent.....	pag.140
4.2. Il Wti.....	pag.149

Capitolo III

IL DANNO AMBIENTALE DA SFRUTTAMENTO DEGLI IDROCARBURI

1. I rischi derivanti dall'industria degli idrocarburi.....	pag.157
1.1. Le varie fasi della produzione e le loro conseguenze.....	pag.160
1.2. Lo shale gas e i pericoli derivanti dal Fracking e	

dall'Airgun.....	pag.178
2. Il danno ambientale: il concetto di Sviluppo Sostenibile nel diritto internazionale.....	pag.197
2.1. La responsabilità internazionale ed europea per danno provocato dagli idrocarburi.....	pag.214
3. L'introduzione delle valutazioni di impatto ambientale e delle valutazioni ambientali strategiche.....	pag.236
3.1. La giurisprudenza della Corte di Giustizia: Sent. 11 febbraio 2015.....	pag.254
4. La prassi applicativa in materia di responsabilità per danno ambientale: i casi BP, Shell, Texaco.....	pag.259

Cenni sullo sfruttamento degli idrocarburi in Italia

Bibliografia

Introduzione

Lo sfruttamento degli idrocarburi, e in particolare quello del petrolio, è stato un argomento molto studiato e dibattuto nell'epoca moderna perché ha avuto un ruolo fondamentale per l'economia e la storia di questo periodo.

Le strategie militari, i destini delle nazioni e le relazioni tra i Paesi sono sempre stati, o quasi, frutto della volontà di controllare quello che i primi cercatori definirono *Oro Nero*. Nella storia tale bramosia ha scatenato spirali di rivalità, alleanze politiche improbabili e, sempre più spesso, tentativi di dar vita a forme di monopolio e oligopolio per il controllo del mercato del greggio, forse dovute a quella oscura profezia, diffusasi nella seconda metà dell'Ottocento, per cui si sarebbe arrivati ad esaurire le risorse minerarie, e a causa della quale in quel periodo si scatenò ancor di più l'ossessione per il loro controllo.

Fortunatamente, tutti i tentativi a quel fine posti in essere, sono andati vanificati e chi credeva che se ne potessero controllare le oscillazioni di prezzo, l'andamento di domanda e offerta, e dunque la commercializzazione, è stato sistematicamente spiazzato dalle alternanze tra periodi di picco e periodi di crollo e fasi di abbondanza e scarsità che non potevano in nessun modo essere previste.

Inevitabilmente però il mercato degli idrocarburi, e tutto

ciò che ruota attorno ad esso, ha influito in maniera evidente sulle nostre esistenze plasmando anche lo stesso paesaggio fisico del nostro mondo e il modo in cui le nostre società sono organizzate e interagiscono.

Quest'elaborato è finalizzato ad analizzare, per quanto possibile, vari aspetti del mercato degli idrocarburi e della relativa disciplina internazionale. Nel primo capitolo si accenna ai primi contratti petroliferi e all'evoluzione degli stessi, fino ad arrivare ai tipi di contrattazione odierni, soffermandosi in particolare sulle tipologie di joint venture. Successivamente si chiariscono quali sono le tipologie di clausole che si possono inserire in un contratto e si enunciano alcuni casi di arbitrato internazionale. Nel secondo capitolo si cerca di capire quale è stato e quale è tutt'ora il ruolo dell'OPEC nel mercato degli idrocarburi, quali influenze può esercitare e quali sono i rapporti con le Compagnie concorrenti. Inoltre si indagherà in modo più approfondito riguardo alle Compagnie nazionali, essendo quelle con maggiore potere sullo scenario mondiale, e i legami con le Compagnie private, concludendo la seconda parte prendendo in considerazione anche le modalità di fissazione dei prezzi del petrolio e quindi anche i sistemi dei prezzi di riferimento e il loro funzionamento.

Infine, l'analisi si conclude, prendendo in considerazione una delle conseguenze, forse peggiori, derivanti dallo sfruttamento degli idrocarburi e cioè il danno ambientale.

Dapprima vengono enunciate le tipologie di conseguenze relative ad ogni fase della produzione, successivamente si fa un quadro generale della disciplina ambientale internazionale, in particolare quella strettamente relativa ai danni da idrocarburi, concludendo con un'enunciazione delle vicende che hanno avuto una più ampia risonanza nell'opinione pubblica, e non solo, per ottenere una visione più chiara dell'argomento, attraverso una constatazione diretta dei casi concreti.

CAPITOLO I

LA SOVRANITÀ STATALE SULLE RISORSE NATURALI ED I RAPPORTI CON LE IMPRESE PRIVATE

SOMMARIO: 1. I primi accordi internazionali conclusi per lo sfruttamento delle risorse naturali, 2. I diversi interessi delle parti contrattuali, 3. Gli elementi tipici del contratto petrolifero, 3.1. Il rapporto tra lo Stato ospite e il "Petroleum Regime", 3.2. Le modalità di assegnazione del contratto petrolifero, 3.3. I negoziati tra le parti del contratto, 4. Le caratteristiche del contratto petrolifero, 5. Le tipologie di contratto petrolifero, 5.1. I contratti di Concessione, 5.2. Nuove tipologie di contratti: il contratto di riparto della produzione, 5.3. segue: il contratto di servizio, 5.4. segue: il contratto di assistenza tecnica, 5.5. La Joint Venture, 5.5.1. La Joint Venture contrattuale, 5.5.2. La Joint Venture corporation, 5.5.3. La Joint Venture partnership, 6. Le clausole contrattuali, 7. L'arbitrato internazionale quale mezzo per la risoluzione delle controversie.

1. I primi accordi internazionali conclusi per lo sfruttamento delle risorse naturali.

Per le ragioni suddette, soprattutto dopo il secondo conflitto mondiale, gli Stati hanno cercato di accordarsi anche in maniera implicita ponendo delle basi per la futura

gestione o ripartizione del mercato degli idrocarburi, anche se generalmente i tentativi si sono rivelati inefficaci da un punto di vista pratico.

Nel rapporto tra Stato e Stato sono state poste delle regole di diritto internazionale per definire e accrescere la sovranità degli Stati costieri sulla propria terraferma e sul proprio mare territoriale introducendo il principio di “*Giurisdizione Esclusiva*” degli stessi nello sfruttamento delle proprie risorse¹, come quelle riguardanti la piattaforma continentale, e in particolare l'esercizio esclusivo, di ogni attività, entro le 200 miglia dalle proprie coste. Tale previsione costituiva da un lato, sicuramente una sorta di privilegio per gli Stati che ne avevano la titolarità, ma dall'altro si poneva anche come una limitazione a eventuali abusi che in conseguenza a tale privilegio si potevano prospettare.

Questo limite si andava ad aggiungere a tutti quegli altri, che possiamo considerare più convenzionali, che erano una conseguenza sia degli obblighi di protezione dell'ambiente e dei mari, sia degli obblighi di promozione del commercio internazionale basato su una cooperazione tra Stati.

Purtroppo però le regole non sempre da sole sono sufficienti, anche quando sono esplicitamente fissate, non

1 Cfr. L.MAUGERI, *L'era del Petrolio*, Feltrinelli editore, Milano, 2006 pag.1-22.

sono poche le controversie in cui vediamo coinvolti due o più Stati e a tal proposito vien da sé il richiamo all'emblematico caso che vedeva coinvolte Germania da un lato e Paesi Bassi e Danimarca dall'altro.

In questa occasione, il perno della controversia riguardava proprio la ripartizione della piattaforma continentale tra i tre Stati e mentre da un lato Paesi Bassi e Danimarca, nell'indicare la zona a loro esclusiva, richiavano il criterio di equidistanza fissato nella Convenzione di Ginevra del 1958, dall'altro la Germania riteneva iniquo tale criterio in quanto non teneva conto della forma concava delle proprie coste a tutto vantaggio dei due Stati con i quali era in conflitto che inevitabilmente in tal modo potevano usufruire delle risorse di una porzione più vasta di piattaforma.

La Corte Internazionale di Giustizia così il 20 Febbraio 1969 stabilì che il criterio fino ad allora adottato era inapplicabile in quel caso² perché poco adatto. Una svolta si ebbe nel 1982 con l'art.83 della Convenzione di Montego Bay³ in cui si stabilì che la ripartizione della piattaforma, di

2 Per approfondimenti riguardo tale controversia si veda S.CANTONI (a cura di) *Giurisprudenza della Corte di Giustizia Internazionale: casi scelti*, G.Giappichelli Editore, Torino, 2014 pag 159-165.

3 Cfr. T.SCOVAZZI, T.TREVES (a cura di) , P.Birne-E.A. Boyle, *Basic documents on international law and enviromental*, Oxford, 1995, pag.153.

li in avanti, sarebbe stata lasciata ai liberi accordi degli Stati interessati. L'Italia ad esempio negli anni ha stretto accordi con Croazia, Albania, Grecia, Tunisia, Spagna, Malta, Francia.

Se ci soffermiamo, come in questo caso, sui diritti di uno Stato nella propria zona economica esclusiva bisogna richiamare quelle fonti che hanno determinato l'evoluzione della disciplina in questione:

- La Prima Conferenza sul Diritto del Mare di Ginevra del 1958: nonostante abbia tralasciato argomentazioni importanti della/sulla materia, tutt'oggi costituisce la base del diritto convenzionale vigente tra molti Stati. Questa conferenza si concluse con l'adozione di quattro Convenzioni riguardanti, rispettivamente, L'Alto Mare, il mare territoriale e la zona contigua, pesca e risorse biologiche dell'alto mare e la Piattaforma Continentale. In quest'ultima, in particolare, si stabilisce che in caso di dubbio sulla ripartizione della piattaforma ci si basa sul criterio dell'Equidistanza, operante, sia nel caso di delimitazione frontale, sia nel caso di delimitazione laterale.

- La Convenzione di Montego Bay⁴: conosciuta anche con il nome United Nations Convention on the Law of the Sea (UNCLOS) è stata definita “La Costituzione del Mare”⁵, poiché tratta praticamente tutti gli aspetti sullo sfruttamento e le risorse del mare. Il trattato consta di diverse parti: nelle prime si occupa dello stato giuridico del mare territoriale e della zona contigua, inoltre, prevede un certo numero di zone marittime nuove delle quali la più importante è la zona economica esclusiva la quale si estende fino a 200 miglia dalle linee di base di uno Stato costiero. Proseguendo nella lettura della Convenzione, questa contempla, nelle restanti parti, l’Autorità internazionale dei fondi marini avente la facoltà di disciplinare l’attività estrattiva dei minerali presenti nell’Area internazionale dei fondi marini ed infine l’ultima parte concerne tutte le fonti di inquinamento marittimo e della ricerca scientifica marina e di trasferimento di tecnologia marina. Riguardo a queste ultime due materie, sottolinea di come ci sia bisogno di una forte cooperazione internazionale e insiste sul fatto che i Paesi in via di

4 Cfr. T.TREVES, *La convenzione delle Nazioni Unite sul diritto del mare del 10 dicembre 1982*, Milano, Giuffrè, 1983, p. 8 e ss

5 Cfr. T.B.KOH, *A Constitution for the Oceans*, consultabile al sito http://www.un.org/Depts/los/convention_agreements/texts/koh_english.pdf,

sviluppo debbano ricevere aiuti in modo tale da avere accesso agli strumenti e alle risorse in campo scientifico e avere la possibilità di ottenere gli stessi risultati degli Stati più avanzati⁶. La Convenzione richiese sessanta ratifiche per entrare in vigore e ciò accadde solamente il 16 novembre 1994⁷ poiché sino ad allora molti Stati si opposero all'Autorità Internazionale dei fondi marini. Nonostante tutto, oggi, non siamo ancora arrivati ad un'adesione universale, ma comunque, si può affermare, che questa ha avuto una innegabile e notevole influenza sul diritto del mare, creando una “universale legge quadro per la regolamentazione dei mari”⁸.

Le relazioni fra i governi nazionali e le Compagnie straniere nell'industria del petrolio e del gas sono sempre state determinate attraverso degli accordi negoziati privatamente tra le due parti. I modelli contrattuali ai quali ci riferiamo oggi sono, infatti, il risultato di lunghe

6 Cfr. E. MANN BORGESE, *The Oceanic Circle: Governing the Seas as a Global Resource*, Tokyo, United Nations University Press, 1998, p. 114 e ss.

7 Per la lista cronologica delle ratifiche e delle adesioni alla Convenzione si veda http://www.un.org/depts/los/reference_files/chronological_lists_of_ratifications.htm#The%20United%20Nations%20Convention%20on%20the%20Law%20of%20the%20Sea.

8 Vedi. J. HARRISON, *Making the Law of the Sea*, Cambridge, Cambridge University Press, 2011, p. 51.

evoluzioni nei rapporti tra i soggetti protagonisti nello scenario dello sfruttamento delle risorse naturali e in particolare, nel nostro caso, degli idrocarburi. Ma, nonostante i vari cambiamenti ai quali abbiamo assistito, e ai quali probabilmente assisteremo ancora, tutti i contratti sono esemplificabili in degli schemi che ne riassumono le principali caratteristiche.

Prima di continuare ulteriormente a parlare di contratti petroliferi però si vuole chiarire:

che cosa si intende per contratto petrolifero? Ovvero, a che cosa ci si riferisce con la dicitura “contratto petrolifero”?

Gli esperti stimano che per un grande progetto di estrazione di risorse naturali, vengono stipulati oltre 100 contratti per la sua attuazione, per le varie operazioni da compiere, e per i suoi finanziamenti; tutti questi ricadono sotto la più ampia categoria dei contratti petroliferi. Tali contratti coinvolgono una pluralità di soggetti interessati dei quali i principali sono:

i governi e le loro Compagnie petrolifere nazionali (NOC), le Compagnie petrolifere internazionali (IOC), le banche private e gli istituti di credito pubblici, le società di ingegneria, le società di perforazione e trivellazione, ed infine società di trasporto, società di raffinazione e società commerciali.

Tra tutti questi contratti però il più importante è quello le cui parti sono uno Stato e una Compagnia petrolifera internazionale, tutti gli altri devono essere coerenti con quest'ultimo ed essere solo consequenziali a esso; per questo motivo infatti questi contratti si definiscono "sussidiari", "ausiliari" o "accessori"⁹. Inoltre attraverso quell'"*Host Government Contract*" lo Stato, che appunto viene definito "Host" cioè ospite dell'investimento, concede legalmente i diritti alle Compagnie per condurre le "operazioni petrolifere" e, proprio per la sua importanza, da adesso in poi verrà analizzato meglio proprio questo tipo.

2. I diversi interessi delle parti contrattuali.

Il contratto petrolifero è una tipologia appartenente alla più ampia categoria dei contratti di commercio internazionali chiamati *State Contract* e quindi schematicamente lo possiamo definire come quel contratto concluso tra, uno Stato (o ente pubblico) e un soggetto privato (generalmente persona giuridica), avente ad oggetto lo

9 Cfr. T. BOYKETT, M. PEIRANO, S. BORIA, H. KELLEY, E. SCHIMANA, A. DEKROUT, R. O'REILLY, *Oil Contracts: How to Read and Understand a Petroleum Contract*, Open Oil, Times Up Press, Linz, 2012, pag. 20-25.

svolgimento da parte di quest'ultimo di una particolare attività nel settore degli idrocarburi liquidi e gassosi in una particolare fase di ricerca e produzione, nonché in alcuni casi anche della cosiddetta fase di downstream cioè di trasporto e distribuzione.

Tali attività sono compiute, dal soggetto privato (la Compagnia internazionale), sulla base di accordi con il soggetto titolare del diritto di proprietà e del diritto allo sfruttamento delle risorse naturali in questione (lo Stato) e in conformità dei termini e delle condizioni convenute. Per il raggiungimento di tale scopo il soggetto privato deve, infatti, vincolarsi a investire mezzi economici, tecnici e manageriali necessari per il migliore sviluppo delle risorse oggetto dell'accordo.

Ma, quali sono le motivazioni che spingono uno Stato a stipulare tali tipi di accordi?

Ovviamente nella teoria c'è un certo bilanciamento di interessi, o sarebbe meglio dire ripartizione dei guadagni, tra il soggetto che investe i propri capitali e ha la capacità di eseguire le attività necessarie e un altro soggetto che mette a disposizione il proprio potenziale nelle mani di questo per ottenere risultati che non avrebbe potuto raggiungere senza un ausilio esterno; purtroppo però il discorso non è così semplice.

Dovrebbe essere nell'interesse dei Paesi ricchi di risorse

naturali, utilizzare le proprie per ottenere fondi per lo sviluppo sociale ed economico, infatti, se è così, tali governi stipulano contratti con società straniere per estrarre e vendere il loro petrolio o gas. In tal caso negoziare il contratto giusto è di vitale importanza nell'intento di raccogliere i frutti delle proprie risorse naturali.

I governi hanno tre opzioni per sfruttare le loro potenzialità:

1. Possono creare Compagnie nazionali per la ricerca, la raffinazione e la produzione¹⁰,
2. Possono invitare gli investitori privati a occuparsi delle varie fasi¹¹,
3. Oppure possono usare una combinazione di questi due sistemi¹².

Ognuna di queste tre opportunità risponde a esigenze diverse, ma in ogni caso, successivamente attraverso le clausole contrattuali si determineranno le percentuali di quanto lo Stato produttore e la Compagnia guadagneranno con le risorse ottenute, quale soggetto ha competenza per i

10 Come in Arabia Saudita, Messico, Venezuela, Iran, e in Oman.

11 E' il caso di Stati Uniti, Regno Unito, Russia e Canada.

12 Vedi in Indonesia, Nigeria, Azerbaijan, e in Kazakistan.

lavori e se lo Stato ha autorità regolamentare in materia di rispetto dell'ambiente, salute, e altri standard che si applicano ai contraenti.

Soggetto particolare di questi accordi è sicuramente lo Stato e, in quanto tale, ci si aspetta che utilizzi i propri poteri per stabilire una regolamentazione a tutela di interessi più ampi come il proprio ambiente¹³ e le sanzioni per l'eventuale violazione. Ma allo stesso tempo, in quanto governo ospitante, deve creare un clima favorevole per gli investimenti altrui in modo da promuovere una crescita economica e incrementare i posti di lavoro,

Per una buona riuscita di tale incarico, i governi ospiti devono imparare a bilanciare queste esigenze contrastanti, tenendo in considerazione che, a complicare ulteriormente le cose vi è un altro fattore e cioè, che agiscono come normali operatori economici cercando di massimizzare i propri profitti attraverso la stipulazione di un accordo. In quanto tali, infatti, devono anche sottostare agli obblighi di un qualsiasi altro firmatario di un contratto e ciò porta gli Stati ad affrontare la situazione imbarazzante di doversi autoregolare, perché le limitazioni che pongono alla controparte in realtà le stanno ponendo anche a se stessi.

I governi dei Paesi in via di sviluppo, che sono ricchi di

¹³ Per esempio lo Stato può emettere un regolamento ambientale per evitare che le fuoriuscite di idrocarburi possano danneggiare l'acqua potabile pubblica.

risorse, si trovano così di fronte alla sfida di riuscire a negoziare e imporsi con le principali Compagnie petrolifere, che hanno il vantaggio, dalla loro parte, di impiegare centinaia di ben qualificati rappresentanti legali. Quando si analizza il business attorno allo sfruttamento degli idrocarburi un altro aspetto che va chiarito riguardante i contratti sono le possibilità di corruzione. Queste si presentano quando sono coinvolti enormi investimenti e smisurati profitti, purtroppo nella maggior parte degli affari riguardanti le fonti di energia. Generalmente, ogni qual volta sono rese pubbliche solo poche informazioni in merito ai negoziati e alle condizioni contrattuali, potenzialmente si nasconde un abuso che potrebbe coinvolgere entrambi i lati del tavolo. E' presumibile, per esempio, che le Compagnie che aspirano ad accordi molto lucrativi, abbiano talvolta effettuato pagamenti illegali, spesso camuffati, per ingraziarsi i funzionari governativi o i loro rappresentanti. E' difficile determinare se una particolare Compagnia è stata scelta per la sua offerta competitiva o per la sua competenza, o se piuttosto è stata scelta per il suo stretto rapporto con un funzionario del governo; se poi questo funzionario è anche colui che si occupa della regolamentazione, la possibilità di corruzione è ancora maggiore¹⁴.

14 Indagini penali che coinvolgono uno Stato per questo tipo di corruzione in Angola, Congo-Brazzaville, Kazakistan. Un'esempio attuale vede nel mirino la Saipem, la Tecnimont, l'Ansaldo Energia, la Elettra Progetti, la Siirtec, la Renco e la Prysmian alle quali

3. Elementi tipici del Contratto Petrolifero.

Anche se i contratti possono variare molto nei dettagli, tutti devono regolare due questioni chiave: come gli utili si dividono tra il governo e la Compagnia incaricata e come debbano essere trattati i costi.

Ciò che complica i negoziati è l'elevato livello di incertezza causato dalle informazioni incomplete o anche errate. In genere, né la Compagnia petrolifera né il governo ospite sa con certezza al momento della firma del contratto quanto costerà esplorare e sviluppare un campo, se i prezzi futuri del petrolio o del gas saranno giustificati da tale costo, o quanto petrolio o gas si possa estrarre da un campo. Infatti, le Compagnie cercheranno, laddove possibile, di tutelarsi contro eventuali perdite che andrebbero ad incrementare i costi degli investimenti. La negoziazione del contratto richiede una contrattazione abile per trovare un equilibrio ragionevole e reciprocamente accettabile tra gli interessi di un investitore e un governo. Difatti spesso, le parti si rivolgono a esperti di finanza e a legali

viene contestato di aver agevolato l'Eni (per garantirsi così gli appalti a questa appartenenti), sovra-fatturando i propri compensi, e permettendo che la differenza venisse utilizzata, con operazioni bancarie estero su estero, per pagare tangenti a pubblici ufficiali stranieri. Nel mirino sono così finite le procedure con le quali l'Eni si è aggiudicata i contratti di sfruttamento dei giacimenti di Zubair, in Iraq, e di Karachaganak, in Kazakistan. Per capire il perché di tali operazioni basti pensare che in quest'ultimo Paese il giacimento frutta all'Eni circa 65 mila barili al giorno di greggio.

internazionali per la comunicazione e la contrattazione di questi negoziati.

Una delle prime decisioni che i governi devono prendere è quella di selezionare il tipo di contratto, che verrà utilizzato, per stabilire i termini della futura fase di attuazione dello stesso. Ogni forma di contratto ha i suoi vantaggi e i suoi svantaggi, ma la tipologia è relativa perché i dettagli possono variare notevolmente anche tra tipi di contratti di uguale categoria o al contrario contratti in teoria diversi tendono sempre più ad assomigliarsi¹⁵.

I governi e gli investitori dovrebbero palesare, prima dell'attuazione dell'accordo, i termini di questo per una maggiore trasparenza, anche a proprio vantaggio, ma non sempre accade anzi talvolta rifiutano esplicitamente di farlo. E' in questi casi che si dovrebbero sollevare delle domande circa tutta questa esigenza di riservatezza poiché non vi è alcuna ragione intrinseca per cui tali accordi non debbano essere resi pubblici¹⁶.

15 Ne sono un esempio alcuni contratti di concessione e alcuni contratti di riparto della produzione che, a parte qualche dettaglio, sembrano essere indistinguibili.

16 Vedi J.RADON, *The ABCs of Petroleum Contracts: License-Concession Agreements, Joint Ventures, and Production-sharing Agreements*, saggio contenuto in S.TSALIK, A.SCHRIFFIN, *Covering Oil: A Reporter's Guide to Energy and Development*, Open Society Initiative, New York, 2005, pag. 61-99.

Il contratto petrolifero rientra a pieno titolo, per molte sue caratteristiche, nel più ampio *genus* dei contratti di investimento, e per tale peculiarità l'attenzione della dottrina internazionale si orienta soprattutto verso il problema della protezione dell'investimento privato e degli strumenti, multilaterali e bilaterali, predisposti dagli Stati per assicurare tale protezione. Tale Status Contract è stato anche inquadrato fra i contratti di sviluppo economico¹⁷. A tale tipologia contrattuale la dottrina degli anni Sessanta del Novecento ha dedicato particolare considerazione con riguardo, soprattutto, al problema della legge applicabile in ragione delle sue particolari caratteristiche¹⁸, in quanto, di fatto, è finalizzato allo sviluppo economico del Paese sul cui territorio viene svolta l'attività che ne costituisce l'oggetto,

17 Cit. P.BERNARDINI, *La regolamentazione contrattuale in materia di ricerca di idrocarburi*, Treccani, Roma, 2014, pag.847.

18 J.N.HYDE, *Economic development agreements*, in: *Recueil des Cours de l'Académie de Droit International de La Haye*, Leida, Sijthoff, 1963, pag.105 e pag. 267-374.

3. 1. Il rapporto tra lo Stato ospite e il “Petroleum Regime”.

Il contratto petrolifero è un elemento centrale, rispetto a una rete di altre leggi e regolamenti che troviamo al di sopra di esso e rispetto anche a molti altri subappalti e ad altri contratti accessori che sono al di sotto di esso. Questa rete di leggi e regolamenti in materia di petrolio all'interno di un particolare Paese è conosciuta in inglese con il nome di "petroleum regime". Per capire cosa si intende è sufficiente pensarlo come una gerarchia che vede al vertice la costituzione del Paese in questione e alla base il contratto del petrolio. Schematicamente si può analizzare in questo modo:

- Costituzione: La costituzione stabilirà l'autorità che possiede un governo per fare e far rispettare le leggi. Esso può anche affrontare il problema della proprietà delle risorse naturali del Paese e, in questo caso, in genere definisce le risorse come proprietà dei cittadini della nazione, o risorse detenute dal governo attuale per un uso a loro vantaggio.

- Leggi e Regolamenti: Dopo la costituzione va consultata la legge sul petrolio, che contiene norme specifiche relative ai diritti e le responsabilità accordate nel contratto, per non parlare delle altre leggi che costituiscono un'importante parte del "regime del petrolio", tra cui, ad esempio, le leggi ambientali, quelle sulla salute e sulla sicurezza, leggi fiscali e le leggi sul lavoro. Quindi, ci possono essere i regolamenti petroliferi, che sono posti in conformità alle leggi sul petrolio. Mentre ci muoviamo verso il basso in questa gerarchia dalla costituzione, alle leggi, alle norme del petrolio notiamo come le norme relative allo sfruttamento diventino man mano sempre più dettagliate e specifiche.
- Contratti: Alla fine del percorso ci si rende conto che, così, il contratto del petrolio è semplicemente una parte del regime generale che governa le risorse petrolifere. Però è la parte che definisce le particolarità e i diritti essenziali per qualsiasi Compagnia che vuole esplorare ed estrarre all'interno quel Paese e quindi è di fondamentale importanza¹⁹.

19 Cfr. T.BOYKETT, M.PEIRANO, S.BORIA, H.KELLEY, E.SCHIMANA, A.DEKROUT. R.O'REILLY, *Oil Contracts: How to Read and Understand a Petroleum Contract*, Open Oil, Times Up Press, Linz, 2012 pag 24 e ss.

3. 2. Le modalità di assegnazione del contratto petrolifero.

Ci sono tre sistemi principali di aggiudicazione di un contratto:

- Offerta competitiva: Dato il valore del petrolio oggi, molti Stati aggiudicano il contratto tramite una gara d'appalto (bid round)²⁰. Qui, le Compagnie competono l'una contro l'altra offrendo le migliori condizioni per quanto riguarda una o più caratteristiche richieste per vincere il contratto.
- Negoziati ad hoc: In questo caso un investitore si propone spontaneamente perché chiede un particolare appezzamento di terreno e successivamente negozia direttamente il contratto.

²⁰ Il sistema di bonus di firma (bid round) è comune in molti Paesi produttori di petrolio. Un pagamento viene effettuato in anticipo al Paese ospitante per il diritto di sviluppare un blocco commerciale prima dell'inizio dei lavori. Questo sistema è un modo ampiamente riconosciuto e legalmente accettato per una Compagnia petrolifera per garantire il diritto di esplorare in un determinato campo o blocco. E' anche importante notare che il pagamento di un bonus di firma per una licenza non implica necessariamente ricavi futuri per l'azienda di produzione di petrolio nella stessa licenza.

- *Firstcome, Firstserved*: Ci potrebbe essere anche un sistema per le richieste, e in tal caso se la domanda della Compagnia che l'ha presentata, supera qualunque ostacolo normativo, a questa è poi aggiudicato il contratto previa alcune trattative sui termini contrattuali.

3. 3. I negoziati tra le parti del contratto.

Un Paese può decidere di adottare un modello di contratto di petrolio, in un formato standard e con clausole standard. Nell'eventualità in cui le parti negozino o cambino tali clausole e condizioni tali variazioni dipenderanno da questioni come, la legge sul petrolio del Paese, il contesto del mercato e la situazione politica attuale. Attraverso il processo di negoziazione, o i termini contrattuali possono essere modificati notevolmente rispetto a quello che era il modello originale, o si possono contrattare solo le cifre di quel termine fiscale grazie al quale la Compagnia ha vinto l'appalto, come ad esempio la promessa di un pagamento anticipato rispetto all'inizio dei lavori. A seguito delle negoziazioni, quello che era un contratto modello del

governo può diventare il contratto firmato con una particolare Compagnia oppure un contratto stipulato con parecchie di queste. Con la firma del contratto, la Compagnia o le Compagnie ottengono legalmente l'assegnazione del diritto esclusivo all'esplorazione e produzione del petrolio nella zona cui questo fa riferimento²¹.

4. Le caratteristiche del contratto petrolifero.

Le caratteristiche più significative della regolamentazione del contratto petrolifero possono essere sintetizzate in alcuni punti e tale analisi serve, prima di ogni altra cosa, per comprendere a fondo come si è evoluto lo strumento contratto negli anni e perché adesso si presenta articolato in questo modo.

21 T.BOYKETT, M.PEIRANO, S.BORIA, H.KELLEY, E.SCHIMANA, A.DEKROUT, R.OREILLY, *Oil Contracts: How to Read and Understand a Petroleum Contract*, Open Oil, Times Up Press, Linz, 2012, pag.26 e ss.

Tali elementi caratterizzanti sono:

- Una delle parti contraenti è uno Stato, un Ministero o un'entità pubblica, formalmente autonoma, ma agente per conto del governo del proprio Paese. In questo caso si fa riferimento a tutte le numerose società di Stato create, a partire dagli anni Cinquanta, dai Paesi produttori di petrolio²².
- L'oggetto del contratto consiste in un'attività che si deve condurre in una determinata area del territorio dello Stato per la ricerca e la produzione di idrocarburi, ma consiste anche in attività di trasporto, stoccaggio, raffinazione, esportazione e commercializzazione collegate alle attività primarie;
- L'investimento per lo svolgimento dell'attività deve necessariamente avvenire nel territorio dello Stato, sia in termini di capitali, sia attraverso l'apporto di tecnologie, beni, servizi e capacità manageriali;

²² Possiamo ricordare ad esempio: la Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC), la National Iranian Oil Company (NIOC), la Iraqi National Oil Company (INOC), l'algerina Sonatrach, la Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC), la Libyan National Oil Company (LNOC), l'indonesiana Pertamina, l'argentina Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), la Pedevesa (PDVSA, Petróleos De Venezuela Sociedad Anónima), la cinese CNOOC e altre ancora.

- Tra le parti si instaura un rapporto di lunga durata che generalmente non dura meno di trenta anni.
- C'è una dettagliata regolamentazione di ogni aspetto all'interno del contratto alla quale tiene particolarmente il contraente privato, infatti, cerca in tal modo di limitare possibili interferenze della legge locale;
- Regolarmente il contratto prevede particolari clausole relative alla legge applicabile e alla disciplina della risoluzione delle controversie attraverso il ricorso all'arbitrato, nell'ottica della migliore protezione del contraente privato contro interferenze della legge e delle corti locali.

Il contratto petrolifero riveste quindi un'importanza fondamentale nel creare le condizioni necessarie per la sua sottrazione al potere normativo dello Stato nel quale si svolge la relativa attività. Alcune forme di protezione sono previste nei trattati bilaterali conclusi dagli Stati per la protezione degli investimenti. Questi trattati detti anche “Bilateral Investment Treaties”, prevedono l'accesso diretto della Compagnia petrolifera ai meccanismi di soluzione delle controversie attraverso l'arbitrato, in caso

di violazione, da parte dello Stato, delle garanzie che questo aveva pattuito, con lo Stato di provenienza della Compagnia, nel trattato bilaterale. Tali garanzie riflettono standard di trattamenti comunemente riconosciuti, come il trattamento giusto ed equo, la non discriminazione e tutta una serie di ulteriori garanzie, come quelle relative all'utilizzo di valute liberamente convertibili e alla loro libera trasferibilità all'estero, nonché all'indennizzo dovuto in caso di nazionalizzazione o espropriazione dell'investimento privato.

L'evoluzione del contratto petrolifero è stata determinata in gran parte da quella che era l'evoluzione delle due parti contraenti. Si possono individuare tre fasi principali: la prima è quella della concessione petrolifera, poi vi è quella della partecipazione dello Stato e infine quella della nuova generazione di contratti per gli idrocarburi.

5. Le tipologie di contratto petrolifero.

E' stato il colonnello Edwin Drake a compiere la prima trivellazione petrolifera nel 1859, quasi nessuno considerava la possibilità di estrarre il petrolio dal sottosuolo, pompandolo come si faceva per l'acqua. Drake era particolarmente testardo e così cominciò le sue esplorazioni nella primavera del 1858: progettò una torre di trivellazione basata sul semplice assemblaggio di un bastone di legno con una trivella a bilanciere, mossa da un movimento alternato verticale. L'anno seguente alla scoperta, a causa dell'inesistenza di significativi sbocchi commerciali, il prezzo del petrolio scese rapidamente e nel 1861 il barile non valeva più di 10 centesimi e il prezzo scese ancora, fino a rendere il petrolio un prodotto meno caro dell'acqua²³.

Nel contratto di concessione ottenuto da Drake tra l'altro possiamo ritrovare alcuni elementi tipici di un contratto odierno, infatti, egli ottenne dal concedente dei diritti esclusivi di esplorazione e estrazione, non solo di petrolio ma anche per il carbone, in una zona ben determinata, per un periodo di tempo, a condizione di portare a termine le

23 Cfr. E.LAURENT, *La verità nascosta sul petrolio. Un'inchiesta esplosiva sul «sangue del mondo»*, Edizioni Nuovi Mondi Media, San Lazzaro di Savena, 2006.

operazioni senza ritardo, pena l'eventualità di porre fine alla concessione.

Soltanto a partire dalla fine dell'Ottocento quando si comprendono le vere potenzialità del greggio si comincia a tessere una rete fittissima di concessioni, da parte dei Paesi produttori, alle varie Compagnie petrolifere e con un sistema che si basava sull'egemonia del Paese originario delle concessionarie sul Paese produttore²⁴. Queste concessioni furono molto popolari tra la Prima e la Seconda Guerra Mondiale e sopravvissero fino ai primi anni '70 ma, questi aspetti verranno approfonditi in seguito. Per adesso basta sapere che nel secondo dopo guerra il mercato degli idrocarburi era gestito con un regime di effettivo monopolio di sette Compagnie petrolifere.

5. 1. I Contratti di Concessione.

Durante questo periodo la forte disuguaglianza tra le due parti in causa, dal punto di vista legale, uno Stato e un

²⁴ Un esempio è rappresentato dall'influenza che esercitava in quegli anni la Gran Bretagna su gran parte del Medio Oriente e Asia. Le Compagnie petrolifere inglesi assunsero infatti, il monopolio del controllo delle operazioni in quel territorio.

privato, era bilanciata dal grande potere economico di cui la Compagnia petrolifera disponeva e in queste occasioni l'unico strumento nel quale trovava piena espressione questa diversa posizione delle due, nel rapporto, era Il Contratto di concessione petrolifera, detto anche Concession Agreement. I primi contratti di questo tipo furono introdotti nel 1925²⁵, quando la Compagnia petrolifera irachena firmò un contratto di concessione per la ricerca e lo sfruttamento del petrolio in Iraq²⁶.

Attraverso tale contratto lo Stato, proprietario delle risorse minerarie del sottosuolo, concedeva a un privato, e quindi a una Compagnia, il diritto esclusivo di ricercare, accertare, sviluppare e produrre idrocarburi per una durata di oltre cinquant'anni ovviamente limitatamente all'area territoriale che era stata accordata²⁷ e dietro pagamento in denaro che dipendeva dal livello di produzione ma che comunque era a discrezione della Compagnia. Elementi

25 Anche se il primo contratto di concessione in Medio Oriente era stato concesso nel 1901 dal governo persiano a William Knox D'Arcy, il contratto di concessione del 1925 è stato considerato di notevole importanza come modello di riferimento per altri contratti dello stesso tipo in Medio Oriente. Per un'ulteriore approfondimento A. ELY, *Changing Concepts of the World's Mineral Development Laws*, pag. 4-46, 1975.

26 I contratti di concessione da quel momento si diffusero anche in Bahrain, in Arabia Saudita, nel Kuwait, in Qatar e in Oman.

27 Anche se in quegli anni generalmente corrispondeva all'intero territorio dello Stato ospitante.

tipici di questo contratto erano dati dal fatto che la Compagnia straniera aveva il pieno controllo sui tempi di lavoro e sul processo di sviluppo sulle risorse con il risultato che la Compagnia petrolifera nazionale così non aveva l'opportunità di acquisire rilevanti abilità. A tutti questi elementi si dovevano aggiungere anche tutti i diritti che alla Compagnia derivavano dall'esecuzione delle fasi successive, cioè la raffinazione, il trasporto e la commercializzazione sempre dietro il versamento allo Stato di un corrispettivo che era stabilito principalmente dalla Compagnia e che comunque era, in relazione a quanto ricavato, irrisorio²⁸. Emblematico era il passaggio automatico di proprietà sugli idrocarburi, dallo Stato alla Compagnia, nel momento stesso dell'estrazione, nel luogo del rinvenimento.

Come contropartita di tutto il complesso di diritti e privilegi riconosciuti alla Compagnia petrolifera attraverso la concessione, questa doveva garantire la certezza dei propri investimenti allo Stato produttore. Per far ciò predisponendo programmi di lavoro e budget annuali e doveva rispettare l'obbligo dell'utilizzo del personale locale. Il principale incentivo di natura fiscale per lo Stato ospite dell'investimento invece era costituito dal pagamento di una *Royalty*, cioè il versamento allo Stato di

²⁸ Ad esempio, secondo il primo contratti di concessione nel Golfo Persico, il Bahrain è stato pagato 2.250 sterline all'anno, il Kuwait 38.000 sterline e il Qatar 30.000 sterline.

una quota di produzione dovuta alle autorità concedenti, pagamento da effettuarsi in denaro o in natura, oppure in altri casi si prevedevano canoni su base periodica che potevano avere diverso ammontare. Soltanto successivamente si aggiunge alla Royalty un pagamento dell'imposta sul reddito nei limiti del 50% del reddito calcolato in base al posted price (che in quel caso corrisponde al prezzo di cartello del greggio posto dalla concessionaria).

Altra pratica diffusasi in quel periodo era quella di corrispondere un *Bonus* forfettario al momento della firma del contratto di concessione. Questi all'inizio erano solo di modeste entità e concessi come una sorta di garanzia, ma con il tempo finirono per diventare strumenti per ottenere la concessione a fronte della sempre più serrata concorrenza e a questi si potevano aggiungere bonus aggiuntivi, successivi, in fase di produzione. Restava evidente però il fatto che le concessioni fossero sbilanciate a favore delle Compagnie petrolifere internazionali a scapito di quei Paesi che vedevano nei giacimenti la sola possibile opportunità di sviluppo²⁹. I vantaggi dal punto di vista di un Paese in via di sviluppo sono notevoli. In primo luogo, le licenze o concessioni sono più semplici rispetto

29 Cfr. K.W.BLINN, C.DUVAL, H. LE LEUCH, A.PERTUZIO, *International Petroleum Exploration and Exploitation Agreements: Legal, Economic and Policy Aspect*, London, 1986, pagg. 57-68.

ad altri tipi di accordi, soprattutto se si utilizza un sistema di offerta pubblica per fissare i termini di base. Il grado di supporto professionale e le competenze necessarie sono di solito meno complesse di quella necessarie per negoziare una Joint Venture o contratti di riparto della produzione. Se poi vi è anche un sistema legale ben sviluppato con organi in grado di interpretare accordi complessi, come nei Paesi più industrializzati, una licenza o una concessione possono determinare i termini dell'accordo senza l'onere di elaborare disposizioni contrattuali per colmare le lacune nel sistema giuridico del Paese ospitante.

Inoltre non si deve dimenticare che ci sono pochi svantaggi finanziari o di altro tipo per il governo ospitante; questi potrebbero consistere solo nella perdita di un'occasione o una perdita di tempo se il sistema delle offerte non attira un offerente adeguato, finanziariamente solido e tecnicamente competente.

I contratti di concessione presentano degli svantaggi sia per lo Stato ospite, sia per la Compagnia concessionaria. Vi è normalmente la mancanza di un'adeguata conoscenza del potenziale di una zona data in concessione perché non è stata adeguatamente studiata. Come risultato si ottiene un sistema di offerta che spesso è semplicemente una vendita all'asta. Le Compagnie petrolifere non hanno altra scelta che considerare i rischi calcolandoli in base al loro prezzo di offerta per ottenere una licenza perché non vi è

garanzia che la concessione copra tali costi e restituisca un profitto. Inoltre in un meccanismo che non prevede l'affidamento dei lavori a un soggetto pienamente competente, non solo la Compagnia, ma nemmeno il governo ospite riesce a massimizzare i suoi profitti perchè questi dipendono dall'asta. E dal momento che i documenti dell'offerta devono predisporre anche un programma di lavoro minimo è intuibile la ragione per cui le Compagnie facciano offerte più ponderate³⁰.

Dopo la Seconda Guerra mondiale cambia lo scenario delle società petrolifere e in gran parte ciò è determinato dall'accesso all'indipendenza di numerosi Stati³¹.

L'ingresso di questi Stati nella Comunità Internazionale ha modificato significativamente l'equilibrio delle forze negli organismi internazionali, in quanto agli stessi è stato riconosciuto un potere di voto pari a quello dei Paesi industrializzati. Attraverso la posizione espressa di questi organismi e con la stipula di trattati, i nuovi Stati hanno indotto una revisione dei tradizionali principi del diritto

30 Cfr. J.RADON, *The ABCs of Petroleum Contracts: License-Concession Agreements, Joint Ventures, and Production-sharing Agreements*, saggio contenuto in S.TSALIK, A.SCHRIFFIN, *Covering Oil: A Reporter's Guide to Energy and Development*, Open Society Initiative, New York, 2005 pag. 62-65

31 In quegli anni ottennero l'indipendenza Marocco (1956), Tunisia (1957), Congo belga, Congo francese, Costa d'Avorio, Gabon, Ghana, Madagascar, Nigeria e Burkina Faso (1960).

internazionale consuetudinario, considerati espressione del *vecchio Ordine Economico Internazionale*³² e sono stati introdotti nuovi principi che prendevano atto del processo di decolonizzazione in corso. Il più importante tra questi è sicuramente il Principio della Sovranità Permanente degli Stati sulle proprie risorse naturali³³, formulato con riferimento agli idrocarburi in quanto risorse non rinnovabili³⁴. Ricordiamo infine che alla luce di questo sensibile aumento del potere contrattuale degli Stati produttori, dovuto anche alla contestuale creazione di società petrolifere nazionali, cambiano le modalità di ripartizione dei profitti.

I nuovi Stati, infatti, chiedevano bonus sempre più alti e questa prassi si diffondeva man mano il metodo di una ripartizione equa tra il Paese produttore e la Compagnia petrolifera internazionale, il c.d. *Fifty/Fifty*, che si diffuse rapidamente e venne applicato nella maggior parte dei Paesi³⁵.

32 Per approfondimenti P.PICONE, G.SACERDOTI, *Diritto Internazionale dell'economia*, Milano, 1994.

33 Vedi. P.MENGOZZI, *La sovranità degli Stati sulle Risorse Naturali*, Enciclopedia degli Idrocarburi, Roma, 2007, pag. 480 e ss.

34 Cit. *amplius* P.BERNARDINI, *La Regolamentazione contrattuale in materia di ricerca e produzione di idrocarburi*, Roma, 2007, pag. 852.

35 Vedi L.MAUGERI, *L'era del petrolio, Mitologia storia e futuro della più controversa risorsa del mondo*, Gingiacomo Feltrinelli Editore,

5. 2. Nuove tipologie di contratti: il contratto di riparto della produzione.

La necessità sentita dagli Stati produttori di ottenere più elevati ricavi dall'attività petrolifera, e le nuove esigenze in seguito ai nuovi diritti che a questi sono stati riconosciuti, ha dato il via per la ricerca di nuovi strumenti contrattuali, che rispondessero meglio a tali necessità.

Si abbandona, progressivamente, la vecchia formula a favore di nuovi rapporti contrattuali in cui la società di Stato era finalmente parte attiva dell'attività di ricerca e sfruttamento degli idrocarburi. In questo nuovo schema la Compagnia petrolifera internazionale non è più concessionaria nel rapporto con lo Stato ma è contrattista, infatti, è un appaltatore di opere e servizi per conto della società di Stato. I contratti di concessione erano stati il modello dominante nei Paesi in via di sviluppo tra la fine degli anni '40 e i primi anni '50. Ma, nonostante tutto già prima della scomparsa del contratto di concessione vi era stato un cambiamento nella relazione contrattuale con le Compagnie straniere. Questi fattori includono:

1. L'evoluzione tecnologica

2. La situazione economica

Milano, 2006, pag. 80 e ss.

3. La maturità del sistema politico e legislativo degli Stati ospiti.
4. Il crescente potere di contrattazione degli Stati produttori di petrolio attraverso l'Opec e le risoluzioni delle Nazioni Unite sulla sovranità permanente delle risorse naturali.

Questi erano dei fattori indicativi della lotta degli Stati ospiti nella loro ricerca per nuovo tipo di relazione. Come è stato già detto della conseguente “New Generation of Petroleum Agreement³⁶” i più significativi sono: il Contratto di Riparto della Produzione, il Contratto di Servizio con o senza rischio, la Joint Venture e il Contratto di Assistenza Tecnica.

Tra le nuove forme contrattuali il Production Sharing Agreement (PSAs) sicuramente è una delle più diffuse ed è all'Indonesia che deve esserne accreditata l'introduzione nel 1966³⁷.

L'innovazione principale era costituita dal fatto che la Compagnia petrolifera non diventa più proprietaria del materiale estratto già al momento della sua scoperta, ma

36 Cfr. A.F.MANIRUZZAMAN, *The new generation of energy and natural resource development agreements:some reflections*, Journal of Energy and Natural Resources Law, 2011, pag. 221-247.

37 Vedi R. FABRICANT, *Production Sharing Contract in the Indonesian petroleum Industries*, Law Journal 303, Harvard International Journal, Cambridge, Massachusetts, 1975.

deve sottostare alla direzione di tutte le operazioni da parte della società di Stato che è l'unica proprietaria di tutti gli idrocarburi del proprio territorio. Con tale modello lo Stato ospitante, che prima era quasi sottomesso alla volontà delle Compagnie, adesso diviene un vero e proprio datore di lavoro della Compagnia ospite e assume un ruolo di controllo.

Veniva, infatti, di prassi, inserita una clausola, la c.d. *“management clause”*, con la quale lo Stato si riappropriava del controllo sulle proprie risorse naturali e acquisiva funzioni direttive, ma nello stesso tempo, imparava a svolgere tali funzioni attraverso una stretta collaborazione con la Compagnia sicuramente più competente in quell'ambito. Tale clausola però non era accettata di buon grado dalle Compagnie perché non riuscivano ad accettare di mantenere la responsabilità del capitale di rischio rinunciando al controllo delle operazioni e alle funzioni manageriali.

Con questa nuova impostazione era così la Compagnia nazionale dello Stato ospitante a scegliere la Compagnia internazionale alla quale affidare i lavori e di solito tale compito era affidato per un arco temporale più limitato rispetto alle vecchie concessioni si prevedevano 4 anni per la fase esplorativa e 10 per la fase estrattiva, entrambi termini prorogabili. Per ciò che attiene invece le risorse finanziarie, il contrattista doveva provvedere a tutte le

spese per la conduzione delle operazioni e sopportare eventualmente il rischio in caso queste non portassero all'estrazione di idrocarburi in quantità commerciali.

In caso contrario, se viene prodotto del greggio in quantità commerciabili, la Compagnia avrà diritto, a titolo di rimborso, a un particolare tipo di pagamento detto “*in kind*”, cioè in natura, che comprende sia un rimborso e poi entrambi i soggetti interessati daranno luogo al riparto del materiale prodotto. Questo generalmente è operato in favore dello Stato ospitante che ha diritto a una quota che aumenta progressivamente all'aumentare dei profitti³⁸.

Il contratto di riparto della produzione è particolare, come è già stato detto, perché è squilibrato in favore dello Stato nel quale saranno compiute le operazioni di estrazione. Tutti i rischi finanziari e operativi ricadono, infatti, in capo alle Compagnie petrolifere internazionali. Il governo ospitante non rischia perdite diverse dal costo dei negoziati, al massimo, se un progetto di esplorazione o di sviluppo fallisce, il governo ospite perde un'occasione di profitto, ma senza perdita di materiale. Se poi questo progetto non è eseguito in conformità dei termini accordati, un governo può, se il contratto è redatto bene, decidere di concluderlo o ingaggiare un'altra Compagnia petrolifera. Un governo ospitante gode, tra l'altro, di ulteriori vantaggi;

38 Cfr. K.BINDEMANN, *Production-Sharing Agreement: An Economic Analysis*, Oxford Institute for Energy Studies, 1999, pag.5-30.

ad esempio ha la facoltà di dividere gli utili potenziali, senza dover fare necessariamente un investimento. Ma non necessariamente tutti gli aspetti sono favorevoli per lo Stato, infatti, vi è la possibilità che un certo tipo di contratto di riparto della produzione sia convertito in legge. Questa nuova legge da un lato fornisce certezza giuridica alle Compagnie petrolifere internazionali, ma dall'altro lato si trasforma in uno strumento "inflexibile" modificabile solo con l'approvazione del parlamento. In questo modo è come se il governo rinunciasse, in quella materia, al suo diritto di adottare nuove leggi e regolamenti di interesse pubblico.

La flessibilità che si suppone che abbia un contratto di riparto della produzione con la formula "*all-in-one*" può rivelarsi uno svantaggio per lo Stato produttore. Nello strutturare gli accordi finanziari, infatti, il governo deve impegnarsi a valutare la riserva potenziale dei giacimenti di petrolio, spesso però questo non dispone nell'immediato di informazioni precise per quantificarla e ciò è dovuto anche al fatto che un governo ha generalmente minori conoscenze tecniche e commerciali rispetto alle Compagnie petrolifere. Inoltre, a complicare le cose, vi è il fatto che una parte significativa di una quota dello Stato spesso viene modulata sulla base dell'ammontare dei profitti e questo si ritroverà, dunque, ad essere in conflitto con se stesso perché dovrà bilanciare il desiderio di profitti

più elevati con i limiti imposti da altre normative, per esempio quelle ambientali, se non si aggiunge che maggiori sono i profitti, maggiori saranno anche le tasse da pagare.

A tal proposito può capitare anche che il governo abbia concesso alla Compagnia internazionale la facoltà di decidere circa l'applicazione delle norme ambientali e che gli standard stabiliti siano stati integrati come clausole contrattuali. In tal modo tutto andrà a vantaggio della Compagnia in quanto una clausola può essere più facilmente contestata, e anche violata, di una legge o di un regolamento ed eventualmente per rientrare entro i termini dell'accordo basterà alla Compagnia soltanto una rettifica della situazione attuale o il pagamento del danno³⁹ permettendo di fatto la prosecuzione di un'attività che di per sé è irregolare.

³⁹ La risoluzione del contratto, in caso di violazione, è prevista infatti soltanto nel caso in cui si tratti di una violazione grave che rende impossibile il proseguimento del rapporto. Se vi fosse invece la violazione di una legge o un regolamento, costituendo questo un reato, la Compagnia incorrerebbe in sanzioni legislative anche gravi o a pesanti condanne.

5. 3. segue: Il contratto di servizio.

Il contratto di servizio, è un'altra tipologia di contratto in cui la Compagnia petrolifera non agisce come concessionario di una licenza bensì come appaltatore di un lavoro. La Compagnia si impegna a fornire servizi e know-how (abilità tecniche), oltre che materiali, ed esegue tutte le operazioni necessarie per l'esplorazione, lo sviluppo, e la produzione degli idrocarburi dietro pagamento di un corrispettivo da parte dello Stato ospitante che detiene la proprietà degli idrocarburi e la titolarità di tutti i diritti relativi a questi. Ne consegue che programmi e budget per le attività da sviluppare anno per anno devono previamente essere approvati dallo Stato, inoltre il compenso della Compagnia può essere graduato in base al quantitativo di greggio prodotto, al capitale di rischio investito o altri fattori. La prassi prevede due forme di contratto di servizio: con rischio e senza rischio.

I Pure Service Agreements (PSAs) sono la tipologia meno diffusa della loro categoria. In questo tipo di contratto la Compagnia petrolifera contrattista non è tenuta ad assumersi il rischio delle operazioni di estrazione e produzione che ha finanziato. Tale Compagnia internazionale, infatti, ha semplicemente il compito di mettere a disposizione della società statale il proprio personale qualificato e la propria esperienza

nell'esecuzione delle operazioni in base a programmi stabiliti e budget fissati dallo Stato. In questo caso però, a differenza dei contratti che sono stati precedentemente spiegati, la Compagnia può ottenere una parte del materiale prodotto solo dietro un apposito contratto di vendita. Riguardo la remunerazione della Compagnia questa riceverà il compenso a prescindere dalla eventuale produzione di petrolio perché sono o il governo o la Compagnia petrolifera nazionale a sopportare tutti i rischi.

I contratti di servizio senza rischio prevedono che l'appaltatore svolga tutte le funzioni utili per un'esplorazione e una produzione di idrocarburi per conto del Paese ospitante dietro pagamento di un corrispettivo. Tutti gli eventuali rischi dell'esplorazione sono a carico dello Stato. Questo tipo di accordo è tipico del Medio Oriente, dove lo Stato ha la possibilità di investire ingenti capitali e cerca soltanto una Compagnia che fornisca la competenza. I contratti di servizio senza rischio, essendo molto rari, possono divenire in seguito all'apposizione di clausole molto simili ad altri accordi che si trovano nel settore dei servizi petroliferi. Alla fine degli anni 50, il governo argentino sotto il presidente Arturo Frondizi, primo fra tutti, negoziò un certo numero di contratti di servizio che presero il suo nome. Tali contratti furono i negoziati, con le Compagnie petrolifere, per i servizi di perforazione, servizi di sviluppo e servizi di esplorazione

mediamente rischiosi⁴⁰. Si caratterizzavano per essere realmente di puro servizio per cui il contraente veniva pagato, in quel caso, a metraggio per la perforazione e su base oraria per l'esecuzione di tutte le altre attività. Il pagamento era di solito una combinazione di dollari e pesos. Molti accordi di servizio sono identici a contratti di riparto della produzione in tutto tranne che per le modalità di pagamento e addirittura molti contratti di servizio tengono in considerazione elementi unici per il calcolo del costo del servizio.

- Contratto di servizio con rischio

I contratti di servizio con rischio, Risk Contracts Agreements (RSAs) sono molto più utilizzati di quelli appena discussi e come dice il nome si basano sul principio secondo cui sulla Compagnia internazionale grava il rischio del mancato ritrovamento di idrocarburi in quantità commerciali. Nel caso di successo esplorativo alla Compagnia appaltatrice spetta un compenso che include sia un rimborso delle spese sostenute, sia la possibilità di acquistare una percentuale del greggio a un prezzo scontato.

⁴⁰ Queste aziende includevano la Kerr Mc.Gee, la Marathon, la Shell, l'Esso, la Tennessee Gas Transmission, la Cities Service, l'Amoco e la Union Oil.

Il concetto di contratto di servizio si basa principalmente su una formula semplice:

alla Compagnia appaltatrice è riconosciuto un compenso in denaro per l'esecuzione di servizi per produrre risorse minerarie, tutta la produzione appartiene al governo.

Questo contraente inoltre è, solitamente, responsabile di fornire tutto il capitale impiegato nell'esplorazione e lo sviluppo delle risorse petrolifere.

In cambio, se gli sforzi di esplorazione avranno successo, il governo permette alla Compagnia di recuperare tali costi in seguito alla vendita del petrolio o del gas e le paga un compenso aggiuntivo chiamato "service fee" (che letteralmente si traduce in tassa di servizio) che di solito è basato su una percentuale dei ricavi. Tale contratto per molti aspetti è simile al contratto di riparto della produzione se non fosse appunto per i meccanismi utilizzati per rimborsare il contrattista che in quel caso consistono in un pagamento in natura, cioè in petrolio. C'è una grande varietà di contratti di servizio. La terminologia è ampiamente accettata, ma piuttosto inadeguata. Per fare riferimento a un accordo di esplorazione, dove la Compagnia petrolifera mette in ballo tutto il capitale e rischia di perdere tutto, la denominazione "accordi di servizio" è un termine ovviamente improprio però l'aggiunta del termine rischio è stata chiaramente un miglioramento. D'altra parte però anche se il contraente

non ottiene una quota di produzione e termini come "production sharing" e "profit oil" non sono adeguati, capita spesso che la divisione aritmetica dei ricavi per calcolare la quota avviene con le stesse modalità utilizzate nel contratto di riparto della produzione⁴¹ e quindi la denominazione del tipo di accordo diviene semplicemente una formalità.

5. 4. Segue: il contratto di assistenza tecnica.

Il contratto di assistenza tecnica è un accordo di prestazione di determinati tipi di servizi, di tipo tecnico, relativi a particolari fasi dell'attività petrolifera. Si può definire come una tipologia più specifica di contratto di servizio senza rischio. La ratio della mancanza di una responsabilità in capo alla Compagnia ospite è facilmente intuibile perché data la limitatezza dell'assistenza prestata, non può essere considerata responsabile del mancato ritrovamento degli idrocarburi e non le si può attribuire un

41 Cfr. D.JOHNSTON, *International Exploration Economics, Risk, and Contract Analysis*, Penn Well Corporation, Tulsa, 2003, pag. 41-42.

rischio che sarebbe illogico e scorretto. Alla Compagnia generalmente è richiesto di intraprendere degli studi inerenti al progetto di ricerca o/e fornire corsi di formazione per i quali otterrà un corrispettivo in contanti valutato nei modi predeterminati. In questo accordo la Compagnia petrolifera privata non sta investendo in modo significativo, si tratta di una semplice fornitura di un servizio alla Compagnia petrolifera nazionale, senza implicazioni ulteriori⁴².

5. 5. La Joint Venture

Il termine joint venture, come impresa commerciale ha le sue radici nell'antica storia dell'Egitto, della Siria, ma anche dei Fenici e dei Babilonesi. Quest'istituto è nato come un accordo commerciale e marittimo, tuttavia la "joint venture" proprio come "concetto separato", si sviluppò dapprima negli USA e in Scozia. Alcuni tribunali americani la descrivono come una società: "speciale" o

42 Cfr. N.ANTILL,R.ARNOTT, *Valuing Oil and Gas companies: Aguide to assessment and evaluating of assests, performance and prospects*, Woodhead Publishing Limited, Cambridge, England, 2000, pag 139.

“limitata” o anche “informale”. Sono stati fatti vari tentativi per coniare una definizione esaustiva, che potesse definire la struttura legale della JV, però, purtroppo, alla fine tutti concordano nell’affermare che non esiste una definizione legale della JV. L’idea generale è che la JV sia un conglomerato strategico tra due o più imprese indipendenti o organizzazioni coinvolte in un progetto comune e con la speranza di raggiungere un comune obiettivo. In altre parole sembrerebbe che non ci siano elementi che distinguono la JV dagli altri veicoli legali esistenti come la società o la “partnership” e la “corporation” in senso stretto, in realtà non è così e ci sono una serie di particolarità che la rendono un concetto giuridico diverso⁴³. Le Joint Ventures vanno intese prima di tutto come un meccanismo di condivisione del rischio e quindi riduzione dello stesso tra le “co-Ventures” (le società che sono parti della JV). A nessuna azienda è vietato seguire un affare individualmente, ma così facendo si assumerebbe il 100% del rischio in quanto unico soggetto in attesa di un rendimento. Come detto, invece, è diverso per le JV del petrolio e del gas che tra l’altro tendono ad essere strutturate su una base contrattuale, piuttosto che incorporare una nuova joint company o creare una

⁴³ Per esempio è documentato che il termine joint venture non è mai stato riconosciuto dalla Common law inglese, anche se è stato utilizzato dai giudici in Inghilterra e del Commonwealth come un nozione autonoma.

partnership. Quindi ogni speculatore, venturer (iOC e NOC), rimane un'entità legale individuale senza la necessità di crearne una nuova.

Le “oil and gas joint ventures” sono differenti dalle “business joint venture” in quanto non vi è nessun profitto comune, l'unico obiettivo condiviso è lo svolgimento insieme di particolari operazioni. Di conseguenza per l'industria del petrolio e del gas l'obiettivo comune è generare un prodotto, che debba essere condiviso tra i collaboratori.

Per quanto riguarda l'elemento della riunione di obiettivi comuni in un singolo affare, questo è un fattore insignificante nella determinazione di una JV, perché si può parlare di impresa comune purché non si faccia nel senso giuridico del termine. Infatti, la “SIGLE UNDERTAKING” (Impresa Singola) è stata utilizzata per distinguere la JV dalla “partnership” sulla base della durata dell'affare. Mentre la “partnership” era considerata un'associazione la cui collaborazione era continua e duratura, la JV era intesa come un accordo per cui si portava avanti un affare, solo per un periodo limitato di tempo; in tal senso la definizione di “impegno unico” era basata sulla scala temporale del progetto, piuttosto che sugli obiettivi delle association. Oggi la situazione è decisamente cambiata, anche se accettiamo l'elemento “impegno unico” come parte della definizione di JV, non è affatto essenziale perché vi sono

veicoli legali diversi che permettono la nascita di una collaborazione per un unico scopo. Tra l'altro se si volesse considerare il concetto temporale di scopo unico, ormai non avrebbe più senso dato che le JV attualmente possono durare oltre 30 o 40 anni, un periodo molto lungo per un progetto limitato.

Tale periodo di tempo può sembrare, in realtà, una continua "Transaction". Le attuali JV nell'industria del petrolio e del gas di solito durano tanto quanto le riserve di questi, che potrebbero protrarsi anche per periodi molto lunghi. Gli elementi di JV si sono sviluppati nel corso del tempo, così come le definizioni e durante il periodo che intercorre tra la fine degli anni 50 e la fine degli anni 70 avevano un numero di elementi che differiscono da quelli di oggi. Per esempio la Compagnia concessionaria aveva il compito di portare a termine le attività esplorative e quindi aveva l'onere delle decisioni finali, a suo rischio e spese, fino alla sopravvenienza della scoperta commerciale. Dopo che ciò avveniva, veniva istituita la JV per il successivo sfruttamento e le attività operative connesse. Generalmente il potere decisionale era distribuito equamente tra le parti della JV, o in base al capitale conferito e, di conseguenza in tal modo era ripartito il prodotto. Il ruolo di presidente (simile a un presidente del c.d.a.) era riservato a un rappresentante dello stato ospite, mentre la Compagnia finanziatrice aveva il diritto di

nominare il direttore esecutivo e la produzione era divisa in base al capitale investito e alle spese operative⁴⁴. Gli elementi comuni delle JV attuali, d'altra parte, possono essere riassunti in:

1. L'iniziativa deve riguardare una particolare attività, un progetto commerciale o un affare;
2. Vi è una proprietà comune di beni;
3. Le Co-ventures devono avere capacità di partecipare all'amministrazione e al controllo "on an equal footing", cioè in modo equivalente.

Le JV possono essere create attraverso una serie di veicoli legali, in ognuno di questi casi, però l'elemento principale è che queste si basano su un contratto e pertanto, tutti gli altri elementi dipendono dal ramo d'industria in cui vengono utilizzate. In altre parole, vi sono elementi fondamentali ma ci sono anche una serie di variabili per ogni settore e ciò vale anche per il settore del petrolio e del gas. Sono previste 3 differenti strutture sotto le quali la JV può essere formata: la Corporation, la Partnership e la Contractual JV. Un'altra possibile classificazione è di categorizzare questi veicoli in "Incorporated JV" e "Unincorporated JV".

⁴⁴ L'autore Williston cita un giudizio che recita: "il concetto di joint venture come un rapporto giuridico o associazione sui generis è puramente di origine americana risalente a circa 1890, ma proprio come e perché è nato nessuno sembra saperlo".

Abbiamo discusso le variabili di proprietà, controllo e rischio nei differenti tipi di contratti e documentato la loro evoluzione. La discussione ha mostrato lo spostamento di queste variabili dalle mani dell'IOC alle mani degli Stati ospiti. Gli accordi di partecipazione, per esempio, si basavano soprattutto sull'aumento della proprietà della produzione di petrolio e gas da parte degli Stati ospiti ma di contro una loro minore partecipazione nell'amministrazione e nel controllo. Si possono classificare le variabili di proprietà e controllo sulle operazioni come "The primary (independent) variables", mentre la variabile di rischio è classificata come una "Secondary (dependent) variable". Questo è evidente se si pensa all'importanza che viene data loro da entrambe le parti nella negoziazione dei contratti⁴⁵. L'attenzione degli stati ospiti e delle IOCs nel negoziare nuovi contratti, era ed è puntata ancora su quei 3 elementi: proprietà, controllo e rischio e quindi la discussione dei veicoli legali delle JV è basata su quei 3 elementi.

45 Gli stati del Golfo Arabo, ad esempio, hanno aumentato il loro pacchetto azionario del 25% gradualmente fino al 51% e ultimamente del 100%, senza un uguale miglioramento del loro controllo sulle operazioni, che sono sempre state nelle mani delle Compagnie straniere.

5. 5. 1. La Joint Venture contrattuale

Sembra abbastanza chiaro che il documento più significativo della JV è il contratto tra le co-ventures. Nelle JV contrattuali gli estremi del rapporto tra le parti e la struttura dell'accordo sono contenuti e arricchiti in degli strumenti legali chiamati “Joint Operating Agreements”, JOA, che non sono dei documenti legali creati separatamente, sono solo il quadro esemplificativo per le operazioni di esplorazione, sfruttamento e altre attività stabilite dalla JV. La storia delle JV contrattuale risale alla “Onshore form 610” degli USA, un modello proposto dalla “American Association of Petroleum Landmen”⁴⁶. Oggi i JOA sono considerati una necessaria estensione dell'accordo di JV, in quanto costituiscono il meccanismo per mezzo del quale le JVs sono messe in funzione. Quindi o i JOAs o altri accordi saranno necessari per agevolare le varie attività e relazioni degli affari di petrolio e gas.

⁴⁶ L'American Association of Petroleum Landman, un'organizzazione professionale degli Stati Uniti che determina come negoziare quando vi sono in ballo i diritti minerari, ha stabilito la stesura di un Joint operating agreement uniforme nel 1956 con un modello noto come "Form 610", che è stato rapidamente adottato come standard industriale. In seguito, come conseguenza di problemi rilevati nel corso degli anni, sono state introdotte delle modifiche nel tentativo di migliorare il suo contenuto. Il modulo 610 è stato rivisto da AAPL nel 1977, nel 1982 e più recentemente nel 1989. Tuttavia, il modulo 610 e tutte le sue revisioni sono stati redatti, in generale, tenendo in considerazione gli accordi per l'esplorazione e sfruttamento di petrolio e gas, e quindi specificatamente per quelli.

Tuttavia, per maggiore sicurezza, è previsto oltre alla figura dell'amministratore, che è soggetto a responsabilità per la ricerca e le fasi produttive, anche un "Operating Committee" un organo, che controlla anche l'amministratore, composto da entrambi i membri, che in questo, possiedono un voto proporzionale all'ammontare delle loro quote. Il comitato tutela i diritti della parte che non svolge le funzioni operative nei confronti di ogni possibile perdita derivante dal lavoro della parte che si occupa proprio di quelle fasi. Riassumendo, oggi le JOAs e le JVs contrattuali sono considerate la più comune forma di accordo di questo tipo nell'industria degli idrocarburi e creano una struttura simile a una "partnership", tuttavia differiscono da questa principalmente per il fatto che i co-partecipanti si dividono la produzione, spartendosi proprio il prodotto; ottengono dunque profitti in natura.

Sotto le JOAs, sono di proprietà dello Stato ospite e della Compagnia finanziatrice sia le attrezzature che le infrastrutture per il progetto. Per quanto riguarda invece il prodotto ottenuto la proprietà si divide in base all'investimento di ogni parte, anche se non è insolito accordarsi. Quindi, i paesi ospiti e le IOCs hanno una proprietà diretta delle strutture che della produzione e questo è un privilegio tipico delle JVs contrattuali rispetto alle JV corporation, in cui gli azionisti non godono di proprietà diretta.

Ci sono 2 livelli di controllo, e se le JOAs non sono redatte con precisione potrebbero sorgere divergenze tra le parti. Il primo livello, riguarda il potere di controllare e gestire le attività assegnato legalmente all'Operating Committee che ha anche il compito di controllare il lavoro dell'Operator che, al secondo livello, si occupa esclusivamente del controllo delle operazioni di ricerca e estrazione. Le JOAs di solito prevedono che entrambe le parti, Stato ospite e IOC, siano responsabili in solido per gli obblighi e i rischi. Quindi c'è una responsabilità illimitata, che potrebbe essere evitata se la JV, ad esempio, fosse costituita con una compagnia a responsabilità limitata. Meno generici sono invece i rischi derivanti dalle decisioni prese dalla parte che si occupa della fase produttiva. Come sottolineato prima, l'Operator ha il compito di prendere decisioni vincolanti e di solito si consente in anticipo, nel JOA, la possibilità di concludere alcune operazioni anche senza la necessità di ottenere l'approvazione delle co-ventures non operative. Per cui, a meno che altri co-ventures possano provare la negligenza dell'Operator, tutti si divideranno le perdite e i danni causati dalle attività da questo.

5. . 2. La Joint Venture corporation

Il secondo veicolo legale disponibile, con il quale può essere costituita una JV, è la “Corporation”. Gli affari legali delle JVs incorporate sono regolati dalla legge societaria dello Stato interessato.

Quando le co-ventures decidono di usare questo veicolo legale, la loro proprietà sarà rappresentata dalle azioni della corporation che sono in proporzione al capitale conferito da ogni co-venture. La restrizione relativa al massimo della proprietà, a cui le IOC hanno diritto è subordinata sia alla legislazione pertinente, sia a tutte le esenzioni ottenute dal governo dello Stato ospite. La conseguenza è che lo Stato ospite, avrà diritto solamente a ricevere gli introiti delle vendite del petrolio e del gas e non avrà accesso diretto alla produzione. Lo Stato ospite e la IOC sono gli azionisti di una persona giuridica distinta che possiede autonomamente la produzione di petrolio e gas, questo potrebbe non soddisfare gli Stati ospiti che preferiscono l'accesso diretto alla proprietà di un prodotto che è alla base della loro economia.

Il controllo e l'amministrazione delle operazioni e degli affari delle JV sono assegnati legalmente sia al Board of Director, cioè il consiglio di amministrazione, che all'organo esecutivo della Corporation. Il BOD è

responsabile della scelta delle strategie aziendali così come dell'approvazione delle maggiori decisioni, l'organo esecutivo invece è responsabile per le operazioni giornaliere e i lavori sotto la supervisione del BOD. Quindi non c'è controllo diretto da parte degli azionisti (Stato ospite e IOC), l'unico controllo è solo indiretto attraverso la nomina dei membri del BOD, che sono a loro volta responsabili per la nomina dell'organo esecutivo. La votazione per la nomina del BOD compreso il presidente e il direttore generale dell'organo esecutivo, di solito si basa sulla quota di ciascun socio. Nella JV partnership e nella JV contrattuale, invece, il controllo e l'amministrazione sono esercitati direttamente dai partners o co-ventures, cosa che potrebbe dare a questi due veicoli un vantaggio sulla JV corporation.

Con le incorporate JV, gli azionisti, paesi ospiti e IOCs, avranno una responsabilità limitata in proporzione al capitale da loro versato o all'investimento. Tuttavia la JV corporation stessa ha una responsabilità illimitata rispetto alle sue obbligazioni. Questa responsabilità limitata delle parti potrebbe sembrare un vantaggio, tuttavia, questo si perde sia per il fatto che gli azionisti agiscono come garanti dei prestiti della JV, sia per il fatto che la JV corporation può benissimo utilizzare il conferimento dei soci al fine di pagare i propri debiti.

5. 5. 3. La Joint Venture partnership

Le JV partnerships sono governate dalle leggi degli Stati interessati nella partnership. Le JV poste attraverso un accordo di partnership, e senza costituire un separato soggetto giuridico, possono essere create sia con un contratto scritto che orale. Tuttavia, per evitare equivoci, le co-ventures nell'industria del petrolio e del gas di solito mettono per iscritto il loro accordo. Le partnership possono assumere due forme: una partnership generale, con una società in nome collettivo, in cui tutte le parti sono personalmente responsabili per i debiti, e una partnership limitata, con una società a responsabilità limitata, in cui almeno una delle parti ha responsabilità illimitata, mentre i soci di capitali hanno responsabilità limitata, ma nessun diritto di controllo o amministrazione dell'affare. L'industria del petrolio e del gas preferisce la "general partnership", la prima tipologia.

La proprietà è suddivisa in azioni in base al capitale conferito da ogni partner. Tuttavia tale proprietà non è collegata direttamente ai beni individuali in contrasto con la JV corporation c'è una proprietà diretta della produzione del petrolio e del gas oltre alle attrezzature e alle infrastrutture.

In generale la gestione di una partnership è più flessibile

rispetto a una corporation. Tuttavia data la particolare natura degli accordi riguardanti l'impresa del petrolio e del gas, la struttura amministrativa e le formalità necessitano di essere adottate con cura così che si renda più chiaro il rapporto tra Stato ospite e Compagnia finanziatrice. In teoria entrambi hanno un uguale diritto di partecipazione all'amministrazione e al controllo degli affari, in pratica, vi è un comitato di gestione costituito da rappresentanti delle parti e responsabile per le attività. L'amministrazione e i diritti al voto sono assegnati in base all'ammontare del capitale conferito così come la condivisione dei profitti delle co-ventures. Tuttavia, a meno che non è stato diversamente concordato, anche i soci di minoranza hanno diritto a partecipare alla gestione e al controllo della JV sullo stesso livello dei partners di maggioranza. Questo diritto di un controllo diretto di solito viene stabilito in anticipo e anzi spesso sono anche fissate delle "reserved matters", cioè delle materie sulle quali è necessario il consenso di tutte le parti, per proteggere l'interesse dei partners minoritari. E' evidente come il controllo e l'amministrazione di una partnership è una questione delicata che richiede enorme cura ed attenzione.

La responsabilità illimitata di ciascun partner crea una grande quantità di rischio, che ha reso la "general partnership" poco utilizzata. I partners sono personalmente e in solido responsabili per i debiti dell'impresa. Sebbene

una società a responsabilità limitata fosse in grado di risolvere queste difficoltà, un accordo del genere si traduce in un altro svantaggio: la perdita del diritto di controllare e gestire, che è l'essenza delle JV. In altre parole l'atto di ogni partner è vincolante per tutti i partners, quindi gli Stati ospiti e le IOCs devono essere d'accordo ed elaborare attentamente la struttura dell'amministrazione e le formalità per prevenire ogni possibile questione.

Dimostrando che JVCs, SCAs e PSAs sono nate dopo la scomparsa della CAs, il nostro riesame del significato e lo sviluppo di tali contratti ha rivelato non solo che c'era un chiaro cambiamento per una nuova fase di relazione contrattuale, ma anche l'evento di certe riforme per i contratti concessionari prima della loro scomparsa. La discussione sulla "legality" della JV riguardo ad altri veicoli legali esistenti, dimostra che non è essenziale avere una chiara definizione di una JV. Sebbene tutti i contratti petroliferi abbiano lo stesso scopo, differiscono rispetto alla proprietà delle risorse di petrolio e gas il grado di controllo sulle operazioni e il limite di partecipazione di una compagnia nazionale petrolifera e l'assunzione del rischio di ogni parte nel contratto. La JV è un associazione di soggetti impegnati in una impresa comune per generare un prodotto che deve essere diviso tra i partecipanti. Ogni JV comprenderà le variabili della proprietà, controllo sulle

operazioni, e il rischio. Inoltre JVs sono impegnate in un numero di veicoli legali, ognuno dei quali adatterà queste variabili in maniera differente. I vantaggi offerti da ogni veicolo sono relativi e quindi un compromesso non è insolito⁴⁷.

6. Le clausole contrattuali

Quando vi è la stipulazione di un contratto tra una Compagnia petrolifera privata che ha investito in un territorio straniero e lo Stato ospite di tale investimento bisogna sempre fare attenzione a come viene redatto il contratto per evitare problemi futuri. Questo discorso potrebbe valere in generale per qualsiasi accordo commerciale tra due Compagnie delle quali una è straniera, però in tal caso è l'oggetto di tale accordo a fare la differenza. Gli idrocarburi sono probabilmente il prodotto

⁴⁷ Per confronti e approfondimenti T. AL-EMADI, *Joint Venture Contracts (JVCs) among Current Negotiated Petroleum Contracts: A Literature Review of JVCs Development, Concept and Elements*, Law Journal, University of Georgetown, 2010.

di maggior rilevanza nel commercio di tutto il mondo, e gli affari ad essi relativi, richiedono un enorme capitale e dei gemellaggi di lungo termine per un adeguato raggiungimento degli obiettivi. Allo stesso tempo, influiscono anche altri fattori, tra i quali il più determinante è sicuramente l'instabilità della situazione dei prezzi del petrolio, che spingono sempre più gli investitori ad aggirare la rinegoziazione dell'accordo, inizialmente stipulato, per far fronte alle successive modifiche delle leggi dello Stato ospite. Ovviamente, le clausole contrattuali non sono l'unico modo con il quale una Compagnia può affrontare il rischio insito in un contratto, ma sicuramente sono il metodo più efficace. Oltre alle clausole il modo più comune che ha l'investitore per proteggersi dal rischio è quello di utilizzare la propria influenza politica, economica e finanziaria per intimorire lo Stato ospite e scoraggiarlo nella modifica delle leggi esistenti. Ad ogni modo le clausole di stabilità e di adattamento sono le maggiori modalità di ripartizione dei rischi tra le parti di un contratto a lungo termine per garantirne la stabilità.

Dal punto di vista degli Stati invece, secondo una recente ricerca, la maggior parte di questi vede le clausole di stabilità come mezzo per attrarre gli investitori e prospettare loro, un ambiente favorevole per gli investimenti finalizzati allo sfruttamento degli idrocarburi,

e sfruttano le clausole come un mezzo per assicurare agli investitori la loro fedeltà⁴⁸.

Una clausola di stabilità è pensata per proteggere gli investitori privati, cioè le Compagnie internazionali, dai futuri cambiamenti della legge o della regolamentazione che potrebbe introdurre il governo dello Stato ospite. La clausola limita il potere dello Stato di emendare il regime legislativo in un modo che potrebbe compromettere retroattivamente il contratto, addirittura annullandolo; anche se il governo ospite ha il potere sovrano di introdurre questo tipo di modifiche e applicarle retroattivamente, per es. per motivi di interesse pubblico, in questo caso lo eserciterà avendo riguardo del particolare contratto in questione.

È una regola di diritto internazionale pubblico che lo Stato non deve cedere la sua sovranità, per nessun motivo, ma le clausole di stabilità che si trovano negli accordi petroliferi contraddicono questa previsione e in tal caso al principio di sovranità permanente di uno Stato sulle sue risorse naturali, prevale il diritto internazionale⁴⁹.

48 Cfr. *Impact Of Stabilization Clause On Petroluem Agreements*, *Commercial Law Essay*, consultabile sul sito <http://www.lawteacher.net/free-law-essays/commercial-law/impact-of-stabilization-clause-on-petroluem-agreements-commercial-law-essay.php>

Ci sono quattro tipi di clausole di stabilità ognuno dei quali prevede una forma piena e una limitata:

- Tradizionali: Sono le clausole che congelano lo status quo, ciò significa che la legge e i regolamenti che erano vigenti al tempo della stipulazione del contratto dovranno essere applicate per tutta la durata dello stesso. Lo Stato ospite non può emanare norme successive che non siano coerenti con il contratto. Le clausole tradizionali prevedono due sotto categorie, le clausole di congelamento pieno e quelle di congelamento limitato che sono chiamate così per adozione diretta della definizione originale che le definisce “Freezing Clause”. Le clausole di congelamento completo sono quelle che evitano modificazioni sia delle questioni fiscali sia di quelle non fiscali, mentre la clausola di congelamento limitato mira a congelare un particolare insieme di atti legislativi. In caso queste vengano violate, e lo Stato ospite, mette in atto una nuova legge che pregiudica gli accordi contrattuali, in base alla clausola tradizionale, dovrà risarcire la Compagnia petrolifera internazionale e dovrà rimediare con questa in modo da permetterle di continuare la sua

49 Cfr. R.BHALA, *Dictionary of International Trade Law*, Lexis Nexis, New York, 2012, pag.770-771.

attività senza che vi siano limitazioni poste dalla nuova normativa.

- Economiche: Queste clausole non mirano a congelare le leggi dello Stato ospite, il loro scopo principale è quello di mantenere l'equilibrio economico del contratto. In questo tipo di clausole di stabilità, quando lo Stato emana nuove leggi ha il dovere di ricompensare la Compagnia per il futuro rispetto di queste. Il pagamento della compensazione può essere sotto forma di sgravi fiscali, estensione di concessione, o un compenso monetario, ed entrambe le parti, devono agire in buona fede per garantire che l'equilibrio economico sia riportato alla sua forma iniziale, cioè, come era prima del cambiamento della legge. Anche in questo caso ne esistono due versioni: la clausola economica piena presta attenzione all'effetto finanziario che il cambiamento di legge eventualmente avrebbe sul contratto e prevede un risarcimento da parte dello Stato. La clausola economica limitata, invece, ha delle conseguenze più attenuate rispetto alla precedente, per esempio può prescrivere che la Compagnia debba sostenere un determinato ammontare di perdite finanziarie prima che la compensazione sia concessa.

- Moderne: Quelle che gli inglesi chiamano “Hybrid Clause”, perché considerate una fusione tra i due tipi sopracitati, sono clausole flessibili con le quali si permettono futuri cambiamenti ma a condizione che la Compagnia dell'investimento venga ricompensata qualora queste dovessero implicarle un onere finanziario. Questo tipo di clausole ordina allo Stato ospite di reintegrare la Compagnia nella stessa posizione in cui si trovava prima del cambiamento della legge. Tuttavia, proprio come gli altri due tipi di clausole di stabilità, la clausola moderna ha due categorie. La prima, la clausola moderna piena, protegge le investitrici da implicazioni finanziarie causate dal cambiamento della legge e garantisce che eventualmente ci sarà compensazione, mentre la seconda, la clausola moderna limitata, protegge le Compagnie dalle problematiche finanziarie che possono derivare, però fa riferimento solo ad alcuni cambiamenti di legge.
- Compromissorie: Come è stato detto più volte i contratti che hanno ad oggetto gli idrocarburi sono stati causa di una serie di controversie. Infatti, lo stato ospite potrebbe, senza preavviso, aumentare la tassa o violare i termini del contratto in relazione

alla stabilità. Pertanto, capita spesso che nel contratto venga inserita una clausola compromissoria in modo che se le parti non riescono da sole a risolvere la controversia questa sarà sottoposta ad un arbitro; inoltre questa clausola deve stabilire che il ricorso a un arbitrato è definitivo e vincolante per entrambe le parti. Negli ultimi tempi i due arbitri istituzionali di uso frequente sono: il Centro internazionale per il regolamento delle controversie relative ad investimenti (ICSID) e La Commissione delle Nazioni Unite per il diritto commerciale internazionale (UNCITAL). La clausola sull'arbitrato inserita nel contratto dovrebbe acquisire automaticamente efficacia e dovrebbe anche stabilire le modalità con le quali eventualmente svolgere l'arbitrato.

La mera presenza di una clausola di stabilità in un contratto non assicura la sua efficacia, ci sono altri fattori: come ad esempio le altre disposizioni contrattuali o la legge a cui è sottoposto il contratto. Nel discutere l'impatto della clausola di stabilità, bisogna tenere in considerazione una serie di varianti e, ad esempio, guardare al modo in cui questa clausola tende a influenzare la Compagnia internazionale e a quale legge è sottoposto il contratto petrolifero. La legge applicabile in un rapporto contrattuale, tra un Paese straniero e uno Stato ospite

dell'investimento, nei contratti petroliferi, è di solito il diritto internazionale. La logica alla base di questo è che il diritto internazionale garantisce maggiore protezione per gli investimenti esteri rispetto alle leggi dello Stato e garantisce la stabilità del contratto per tutto il tempo del progetto. Però la questione fondamentale resta una: non importa quanto siano esplicite le condizioni delle clausole contrattuali, il problema che si pone è quanto siano efficaci queste clausole⁵⁰. A questa domanda è difficile rispondere perché per tanti anni si è procrastinato con il dibattito sui Paesi sviluppati che continuavano ad asserire la purezza di contratti basati sulla dottrina del *pacta sunt servanda* e con le polemiche dei Paesi in via di sviluppo che reclamavano la loro sovranità sulle risorse naturali basandosi sul principio⁵¹ del *rebus sic stantibus*⁵².

50 Cfr. A.FARUQUE, *The Rationale and Instrumentalities for Stability in Long-term State*, M.MANIRUZZAMAN, *National Laws Providing for Stability of International Investment Contracts: A Comparative Perspective*, Journal of World Investment and Trade, pag.233-241.

51 Cfr. N.BEREDJICK, *Petroleum Investment Policies in Developing Countries*, Graham&Trotman, London, 1988, pag.155

52 Brevemente va ricordato che:

7. L'arbitrato internazionale quale mezzo per la risoluzione delle controversie.

L'arbitrato è sempre stato un mezzo fondamentale per chiarire quali norme fossero realmente applicabili agli accordi sullo sfruttamento degli idrocarburi essendo un mezzo per la risoluzione delle controversie relative ai contratti petroliferi, tra l'altro oggi continua ad esserlo; dapprima questi erano i contratti di concessione e poi l'arbitrato giunse a coprire diversi aspetti delle relazioni contrattuali estendendosi a nuovi tipi di rapporti, come, per

Pacta Sunt Servanda: La purezza di un contratto si basa sulla dottrina del pacta sunt servanda che, nonostante alcune differenze tra definizioni date dalle varie autorità significa che qualsiasi contratto, trattato o accordo in genere stipulato tra due parti consenzienti deve essere eseguito in buona fede. La dottrina del pacta sunt servanda si fonda sull'art 26 della Convenzione di Vienna che dispone: "Ogni trattato in vigore vincola le parti ad esso e deve essere eseguito in buona fede".

Rebus Sic Stantibus: Tale principio fondamentale del diritto internazionale moderno ("stando così le cose"), fa riferimento semplicemente alla questione della sovranità dello Stato sulle risorse naturali e a parte di dottrina che riteneva che se cambiano le circostanze lo Stato ha diritto a cambiare la legge e anche il contratto.

esempio le joint ventures multinazionali.

Ovviamente ogni singolo caso va contestualizzato dal momento che l'arbitrato ha accompagnato l'evoluzione dei contratti petroliferi anche modificando nel tempo i principi che di volta in volta ha richiamato e le pronunce talvolta anche in contrasto tra loro.

Ci sono stati dei casi emblematici che possono essere considerati come una vera inaugurazione di questo strumento e l'inizio di una lunga serie di sentenze arbitrali internazionali. Prime fra tutte vi sono quelle che si riferiscono all'interpretazione dei contratti di concessione di stampo coloniale e in particolare è interessante citare il

- Caso Abu-Dhabi: Alla soglia degli anni '40 lo Sceicco di Abu Dhabi stipula un contratto di concessione con la Petroleum Development Limited Company, in base al quale, la licenza per la Compagnia petrolifera era stata rilasciata per tutte le terre appartenenti allo sceicco, le sue pertinenze, tutte le isole e le aree marine rientranti nella sua proprietà. Il contratto stabiliva inoltre che, sia il Sovrano che la società avrebbero dato esecuzione al contratto ispirandosi alla correttezza e alla buona fede anche per una interpretazione ragionevole dello stesso e fu inoltre inserita una clausola compromissoria che stabiliva

che in caso di controversia si sarebbe dovuto ricorrere a un arbitro di nomina britannica in quanto l'area del Golfo era un Protettorato del Regno Unito.

Il problema di interpretazione si presentò relativamente all'esistenza o meno del diritto della Compagnia di estrarre greggio dal fondo marino sottostante alle acque territoriali di Abu Dhabi e nell'area sottomarina nella zona della piattaforma continentale. Per prima la decisione fu affidata a un Lord britannico che si rifiutò di considerare applicabile la legge di Abu Dhabi, sostenendo che le tradizioni giuridiche islamiche non potevano essere applicate alle moderne transazioni e che ciò sarebbe stato comprensibile se si fossero applicati i principi propri del buon senso comune di tutte le nazioni civilizzate, che secondo lui, erano rappresentati dalle norme della legislazione inglese⁵³. Tale decisione fu

⁵³ Lord Asquith, incaricato di dare chiarezza alla situazione, sosteneva che: "Se fosse applicabile un sistema normativo nazionale, esso a prima vista dovrebbe essere quello di Abu Dhabi. Ma non si può ragionevolmente affermare che esista un diritto in tale Stato. Lo Sceicco amministra una giustizia del tutto discrezionale con l'aiuto del Corano. Sarebbe azzardato affermare che in tale regione primitiva vi sia un sistema giuridico applicabile per interpretare in contratti commerciali moderni. Né vedo un motivo per il quale la legge nazionale inglese potrebbe applicarsi. Al contrario la clausola del contratto sopra citata respinge l'applicabilità della legge nazionale di qualsiasi Stato. Ma benchè la legge nazionale inglese non sia quindi applicabile come tale, alcune delle sue regole sono a mio avviso così fermamente fondate sul buon senso da formare parte di un più ampio sistema giuridico, la moderna legge della natura. Ad esempio, è stata consentita la prova della natura delle

recepita come un insulto da un gran numero di giuristi islamici che sostenevano che vi fosse un'avversione preconcepita nei confronti della legge islamica da parte della comunità giuridica occidentale.

Questa pronuncia del resto non sembra proprio muovere dall'aspirazione di superare i confini dei due sistemi nazionali trovando una soluzione comune, anzi l'arbitro non si sforza nemmeno di raggiungere un compromesso applicando direttamente la propria legge nazionale.

Una situazione analoga due anni dopo si presenta con il caso

- Quatar vs International Marine Co Ltd: In questo caso l'arbitro, Lord Bucknill, ha respinto la possibilità di applicare la Sharia per il fatto che non contiene nessuno dei principi che sarebbero necessari per interpretare questo particolare contratto. Ha poi aggiunto che se il contratto doveva

trattative, prova che essendo rilevante per interpretare il contratto, potrebbe in base al diritto inglese essere largamente inammissibile. In questo caso le rigide regole inglesi non sono state applicate. D'altro lato tuttavia la regola inglese, che attribuisce importanza principalmente alla lettera del documento dal quale la trattativa risulta, non sembra una particolarità del nostro sistema giuridico ma un principio di validità ecumenica". *Petroleum Development vs Sheikh Abu Dhabi*, sentenza arbitrale del 1951.

essere sottoposto, in tutto o in parte a quella legge, allora molte delle sue disposizioni non potevano che essere considerate nulle fin dall'inizio, riferendosi alla nullità presuntiva di clausole arbitrali sotto la Sharia⁵⁴. In realtà inizialmente Sir Bucknill, decise di determinare la legge applicabile fondandosi su criteri obiettivi, basati sulla natura del contratto, che sembravano obiettivamente indicare che la legge più appropriata era quella islamica, però dopo essersi consultato con due esperti di diritto islamico dovette ricredersi e concludere che la legge islamica non poteva essere applicabile perché certe parti del contratto, in base a questa, sarebbero state esposte al grave rischio di essere considerate non valide⁵⁵.

Per fortuna quelli furono due casi isolati e da quel momento in poi gli arbitrati prenderanno una piega diversa e non escluderanno più totalmente la Sharia come legge applicabile come nella controversia che segue.

54 Cfr. G.L.ROBERTS, *Islamic Human Rights and International Law*, Universal Publishers, Florida, 2007.

55 Lord Buchnill per giustificare il cambiamento di opinione allora disse: “Non ritengo possibile che il Sovrano abbia voluto applicare la legge islamica a un contratto che intendeva sottoscrivere e che gli avrebbe permesso di incassare elevate somme di denaro, pur sapendo che ai sensi di questa legge un tale contratto avrebbe potuto essere dichiarato in tutto o in parte non valido”.

- Aramco vs Arabia Saudita: Questo è stato un arbitrato relativo all'interpretazione di un contratto di concessione del 1933, tra il governo dell' Arabia Saudita e la Standard Oil Company of California. L'accordo è stato successivamente assegnato al California Arabian Standard Oil Company, che in seguito ha cambiato il suo nome in Arabian American Oil Company "Aramco". Però nel gennaio 1954 il governo dell'Arabia Saudita concluse anche un accordo, per un "right of priority", con Aristotele Onassis e la sua Compagnia, la Saudi Arabian Tankers Maritime Ltd. "Satco", per il trasporto del petrolio saudita. In breve, il punto in questione nella presente controversia è stato il conflitto tra queste ultime e l'accordo con Aramco, che ha dato quest'ultima il diritto esclusivo di trasportare il petrolio che aveva estratto dalla sua zona di concessione in Arabia Saudita. Il tribunale arbitrale doveva giungere a una conclusione incentrata sul diritto di trasporto via mare e chiari che le materie rientranti nella giurisdizione dell'Arabia Saudita dovevano essere disciplinate dalla legge di quello Stato e che il contratto di concessione quindi derivava la sua forza legale dal sistema giuridico arabo; il contratto di concessione diveniva dunque la legge fondamentale delle parti colmando una lacuna nel sistema giuridico per quanto riguarda l'industria

petrolifera e poteva conferire diritti acquisiti alle parti contraenti. In base a queste considerazioni quindi l'Arabia Saudita era vincolata ad Aramco in virtù della concessione stipulata nel '33, però il tribunale in questo caso doveva risolvere il caso non tanto facendo caso alle due parti coinvolte ma innanzitutto scegliendo il diritto da applicare in quanto non era stato stabilito dalla clausola compromissoria. Anche se le parti in causa erano uno Stato e una Compagnia privata, comunque la legge applicabile non poteva essere il diritto arabo e il tribunale stabilì che il diritto da applicare sarebbe stato quello internazionale⁵⁶.

Diversamente invece si è risolto un caso analogo a questo, per il quale anche in questo caso si doveva scegliere la legge da applicare all'arbitrato, questo è il caso

- *Libia vs Texas Overseas Petroleum Company*:
Oggetto della controversia era la nazionalizzazione da parte della Libia delle concessioni petrolifere accordate alla Texaco. in questo caso si ripresenta

⁵⁶ *Saudi Arabia vs. Arabian American Oil Company (ARAMCO)*. Parties: Claimant: Saudi Arabia / Defendant: Arabian American Oil Company Arbitrators: Sauser-Hall, Referee; Badawi/Hassan, Habachy, Arbitrators, the facts, International Law Reports, pag. 117 e ss.

un problema analogo al caso Aramco, cioè la scelta della legge applicabile all'arbitrato. Il tribunale si trovò a tal proposito a valutare due diverse ipotesi, la prima prendeva in considerazione la possibilità di sottoporre l'arbitrato ad una legge nazionale, ad esempio il luogo dell'arbitrato; la seconda invece optava per l'applicazione del diritto internazionale come nel caso Aramco. Viene adottata la seconda soluzione in base al principio del "rispetto della sovranità dello Stato" e l'arbitro, così come avevano concordato le parti, viene nominato dalla Corte Internazionale di Giustizia e viene creato un arbitrato ad hoc con sede a Ginevra.

Altri casi particolari di lodo arbitrale sono importanti per capire l'evoluzione degli accordi internazionali e delle clausole di stabilizzazione, come in questo caso in cui vi è sentenza arbitrale in assenza del convenuto.

- *Sapphire International Petroleum vs National Iranian Oil Company*: Questo caso fu emblematico in quanto l'Iran si rifiutò di rispettare le clausole arbitrali inserite nel contratto che esso stesso aveva sottoscritto boicottando i procedimenti arbitrali in cui figurava come convenuto. La legge iraniana prevedeva, in generale, che la negoziazione nel settore del petrolio e del gas e la supervisione di

tutte le operazioni spettasse alla National Oil Company, e nel caso di specie in base al contratto di sviluppo petrolifero stipulato con la Sapphire International Petroleum, quest'ultima, cioè la Compagnia canadese, avrebbe Sapphire avrebbe dovuto sostenere tutte le spese relative al primo periodo delle operazioni d'esplorazione. Poi dopo la eventuale scoperta di un campo petrolifero commercialmente sfruttabile, la Sapphire sarebbe stata rimborsata e successivamente le due parti avrebbero iniziato a dividere i costi e il profitto ottenuto. Il problema sorge nel momento in cui la NIOC non approva l'interpretazione che del contratto aveva fatto la Sapphire, per cui la NIOC avrebbe dovuto dare questa soltanto dei pareri consultivi senza intralciare il suo operato con la supervisione di ogni singola operazione. Alla luce di ciò la Compagnia iraniana decide di non pagare quella canadese per le prime spese di prospezione da questa affrontate e viene citata in giudizio da giudice- arbitro svizzero nominato sulla base della clausola compromissoria che era stata inserita nel contratto. Per l'adozione della sentenza furono applicate le norme svizzere giustificando la scelta con la semplice presenza della clausola che, di fatto, escludeva l'esclusiva applicazione della legge iraniana. Per quanto riguarda al merito della causa,

si stabilì che in definitiva la NIOC rifiutando di cooperare con Sapphire aveva violato un principio universalmente riconosciuto, quello secondo cui *pacta sunt servanda*, e decise che tale violazione poneva in essere il diritto a un risarcimento che avrebbe dovuto coprire sia il danno emergente che il lucro cessante.

Nel corso degli ultimi 25 anni, un numero crescente di lodi arbitrali internazionali in materia di industria petrolifera sono stati pubblicati. Questi forniscono una fonte per il materiale con cui il diritto consuetudinario può essere formato. Il governo del Kuwait ha sostenuto, in occasione di una controversia, che questo tipo di casi sta generando una disciplina valida, basata sulle consuetudini, attinente all'industria petrolifera, una Lex Petrolea che sarebbe una sorta di ramo della più generale e universale della Lex Mercatoria. L'occasione si presentò con la controversia che vedeva coinvolti:

- *Kuwait vs American Independent Oil Company*: in questo caso il perno della controversia riguardava una concessione ottenuta dall'Aminoil in seguito a un contratto con il governo del Kuwait, della durata di sessant'anni. La concessione era risalente al 1948 e nel 1977 fu revocata dal governo in seguito a una nazionalizzazione delle attività petrolifere nello Stato

che comunque si premurò di pagare un equo indennizzo alla Compagnia. In seguito al disaccordo delle due parti, queste decisero di affidare la controversia a un arbitro ad hoc a Parigi, in base a quanto era stato stabilito nella clausola compromissoria del contratto. Il giudice stabilì che in questo caso si riscontravano tutti i tipici problemi di una concessione a lungo termine e che quindi le modifiche sostanziali del sistema, ma soprattutto della natura stessa del contratto, non potevano essere ignorate⁵⁷. Inoltre a sostegno di questa pronuncia aggiunse che comunque la clausola di stabilità non richiama espressamente la nazionalizzazione per escluderla in modo categorico, e quindi, la limitazione dei diritti dello Stato non può

57 Il Tribunale ha dovuto riconoscere che il contratto di concessione ha subito notevoli cambiamenti e ha affermato che tali modifiche non sono state determinate da cause accidentali, ma dalla profonda e generale trasformazione dei termini delle concessioni petrolifere rilasciate in Medio Oriente e, in seguito, in molte altre regioni del mondo. Inoltre questi cambiamenti si sono imposti dapprima progressivamente e poi in modo sempre più rapido e sono stati introdotti nei rapporti contrattuali tra il Governo e Aminoil o in conseguenza del tacito assenso della Compagnia, che non ha sollevato obiezioni o avanzato riserve nei loro confronti. Queste tra l'altro non devono essere valutate caso per caso, ma in base al loro effetto d'insieme che ha completamente trasformato il carattere della Concessione. Vedi, *Arbitrato Internazionale e contratti petroliferi*, Treccani.

Cfr. T. WEILER, *International Investment Law And Arbitration: Leading Cases from the ICSID, NAFTA, Bilateral Treaties and Customary International Law*, Cameron.

essere richiamata, a maggior ragione in questo caso in cui la parte lesa ha anche ottenuto il riconoscimento di un indennizzo.

Da ricordare è il primo caso risolto dal Centro Internazionale per il regolamento delle controversie relative ad investimenti, ICSID, in cui si ripropone un problema legato alle nazionalizzazioni, il caso:

- Agip vs Congo: Il Congo nel 1974, aveva nazionalizzato il settore della distribuzione dei prodotti petroliferi, trasferendo alla società statale le attività di una Compagnia costituita nel 1962 di cui l'Agip era il maggiore azionista. Avvalendosi della clausola arbitrale l'Agip presentò una richiesta d'arbitrato all'ICSID. La sentenza emanata dal collegio arbitrale era incentrata sulla legittimità delle misure adottate dal Governo congolese in base non solo alla legge nazionale, ma anche al diritto internazionale, conformemente all'accordo, secondo cui la legge applicabile doveva essere la legge congolese, integrata dai principii del diritto internazionale. Il Collegio arbitrale si soffermò in particolare sugli effetti della clausola di stabilizzazione, liberamente accettata dal Governo al

momento della conclusione dell'accordo con l'Agip. Secondo i giudici, la presenza di una tale clausola in sostanza non limitava i poteri sovrani, legislativi e di regolamentazione dello Stato, ma implicava che i cambiamenti delle convenzioni legislative e di regolamentazione stipulate nell'accordo non possono essere fatti valere contro l'altra parte contraente. Così, il Collegio arbitrale giunse alla conclusione che la nazionalizzazione doveva essere considerata irregolare in base al diritto internazionale e che quindi il governo del Congo doveva indennizzare l'Agip per i danni subiti⁵⁸.

Dopo aver analizzato forse i più importanti, e anche i più risalenti, casi di arbitrato che hanno modificato lo scenario internazionale per la risoluzione delle controversie in questo ambito, è necessario volgere lo sguardo anche verso controversie recenti che hanno coinvolto grandi multinazionali degli idrocarburi, come quelle che seguono.

- Edison vs Eni: Tramite un contratto a lungo termine stipulato tra le due Compagnie, la Edison otteneva dall'Eni una fornitura di gas proveniente dalla Libia da 4 miliardi di metri cubi l'anno. Il dossier era stato

58 Cfr. A. EL KOSHERI, *Arbitrato internazionale e contratti petroliferi*, International University for African Development, Alessandria d'Egitto, traduzione Treccani.

aperto dopo che l'Edison aveva esercitato la facoltà, tra l'altro prevista dal contratto, di chiedere una revisione del prezzo a causa di un disallineamento tra i prezzi del mercato spot del gas, alla luce della crisi del mercato energetico, e quelli previsti dal contratto. Queste rinegoziazioni hanno interessato il 2012 e sembra che lo stesso contratto era già stato rinegoziato in passato da con un ulteriore forte sconto di prezzo a favore di Edison. I contratti a lungo termine prevedono che acquirente e venditore riesaminino ogni tre anni la congruità del prezzo della fornitura di gas alla luce degli andamenti di mercato e in mancanza di un accordo amichevole sull'adeguamento del prezzo a decidere è un arbitro internazionale. In questo caso la International Court of Arbitration della Camera di Commercio internazionale, nel 2015, ha accolto la richiesta di revisione del prezzo formulata da Edison nel 2012, per un valore retroattivo pari a circa 1 miliardo di euro e il Tribunale, tra l'altro, si è riservato di decidere sugli interessi, sulle spese legali e sull'esatto ammontare di quanto dovuto da Eni sulla base del nuovo prezzo contrattuale⁵⁹.

- *Iran vs Eilat Ashkelon Pipeline Company*: Un collegio

59 Vedi. Caso Edison – Eni, www.scenarieconomici.it

arbitrale svizzero ha stabilito un risarcimento a favore dell'Iran fino a un massimo di 100 milioni di dollari su un caso che riguarda una joint venture con Israele per un oleodotto risalente a prima della rivoluzione del 1979. Secondo la sentenza dell'arbitrato, Israele è stata condannata a risarcire l'Iran per la perdita della partecipazione del 50% nell'Iran Eilat Ashkelon Pipeline Company, oggi Eapc, perché negli anni ha perso il termine Iran. Israele si è sempre opposto all'arbitrato, ma alla fine è stato costretto a prendere parte alla procedura. L'Eapc era stata formata nel 1968, ovvero in un periodo in cui l'Iran dello Scià e Israele erano alleati. I due Paesi realizzarono una joint venture per la costruzione di un oleodotto che avrebbe dovuto trasportare il petrolio iraniano dal Golfo al porto israeliano di Eilat, sul Mar Rosso, e da qui ai terminal di Ashkelon, aggirando così il Canale di Suez. Quando nel 1979 in Iran scoppiò la rivoluzione che rovesciò lo Scià, instaurando al suo posto la Repubblica, l'oleodotto dell'Eapc conteneva circa ottocentomila tonnellate di greggio iraniano per un valore di 400 milioni di dollari. Secondo le autorità iraniane, metà degli introiti della vendita di quel greggio spetta a Teheran, anche se in realtà Israele finora non ha mai consegnato il denaro. Solo nella metà degli anni Ottanta l'Iran ha avviato un'azione

legale per recuperare il denaro, chiedendo un arbitrato internazionale a Ginevra e Parigi e nel 2004 Teheran ha denunciato Israele chiedendo un risarcimento di ottocento milioni di dollari, una somma che si ritiene pari al valore di tutti gli asset della joint venture⁶⁰.

- *Yukos vs Russia*: Secondo quest'arbitrato, la Russia nel 2004 ha infranto il protocollo della Carta dell'Energia⁶¹ quando ha di fatto espropriato la Compagnia petrolifera ai suoi legittimi proprietari, trasferendo una delle risorse chiave della Yukos, cioè la società di estrazione Yuganskneftgaz sotto il controllo della Compagnia di Stato Rosneft. In base alla decisione del Tribunale dell'Aia, del 28 luglio 2014, la Russia, come parte soccombente dovrà

60 *Petrolio: arbitrato su oleodotto Iran-Israele, a Teheran 100 mln dollari*, http://www.adnkronos.com/aki-it/economia/2014/12/10/petrolio-arbitrato-oleodotto-iran-israele-teheran-mln-dollari_it0WRXG2cpo9xkpHKmeYUK.html?refresh_ce

61 La Carta dell'Energia è un documento quadro per la cooperazione in campo energetico finalizzato a estendere il concetto e il processo d'integrazione del sistema relativo all'energia, non solo alla Comunità Europea, ma a tutto il continente europeo, compresi i Paesi dell'ex Unione Sovietica. Siglata nel 1991, è stata tradotta in obiettivi vincolanti nel trattato europeo dell'energia, firmato a Lisbona nel 1994, insieme al protocollo sull'efficienza energetica e sugli aspetti ambientali correlati. Vedi. *Dizionario di Economia e Finanza*, 2012.

restituire agli ex azionisti della Compagnia circa 50 miliardi di dollari. In risposta il ministro degli affari esteri ha affermato che la Russia farà appello contro la decisione dei tribunali d'arbitrato dei Paesi Bassi, basandosi sul fatto che la Russia non ha ratificato la Carta dell'Energia ma ha solo firmato il trattato di adesione, il che significa che il caso non può essere arbitrato dal Tribunale dell'Aia⁶². Purtroppo la Russia non è riuscita a dimostrare in appello le proprie ragioni in merito alla causa, infatti, il 18 giugno 2015 è apparsa ufficialmente la notizia che diverse proprietà e conti bancari delle autorità russe in Francia e in Belgio sono stati congelati o confiscati. La misura è volta a risarcire gli azionisti stranieri di Yukos che possono aggredire tutti i beni della Federazione russa che non siano protetti dall'immunità dello Stato⁶³.

L'analisi dei casi può essere conclusa affermando, con certezza che l'arbitrato ha svolto un ruolo di primo piano nel processo d'elaborazione del sistema giuridico applicabile, agli accordi relativi allo sfruttamento delle

62 Cfr. A.LOSSAN, *Gli effetti del caso Yukos*, 2014, <http://it.rbth.com/>.

63 Cfr. F.TAMBURINI, *Caso Yukos: congelate proprietà russe in Belgio e Francia*, www.cronacheinternazionali.com, 2015.

risorse di idrocarburi, e ha colmato spesso vuoti legislativi su diversi aspetti delle relazioni contrattuali estendendosi a nuovi tipi di rapporti, come, le joint ventures.

CAPITOLO II

IL MERCATO DEGLI IDROCARBURI

SOMMARIO: 1. ruolo delle Compagnie petrolifere e i loro interessi, 2. L'influenza dell'OPEC nel mercato degli idrocarburi, 2.1. La crisi dell'oligopolio degli anni Ottanta, 3. Gli scopi perseguiti dalle compagnie petrolifere nazionali e il loro rapporto con le compagnie petrolifere private, 4. I mercati di scambio del petrolio e i sistemi di benchmarking, 4.1. Il Brent, 4.2. Il Wti.

1. Il ruolo delle compagnie petrolifere e i loro interessi.

Per un lungo periodo nel ventesimo secolo i mercati del petrolio sono stati monopolio esclusivo di alcune compagnie petrolifere. Quest'egemonia è cessata solo negli anni Settanta quando è stata nazionalizzata l'industria petrolifera e di conseguenza sono sorte compagnie petrolifere nazionali nei più importanti Paesi produttori, ma soprattutto, in quel periodo si assisteva alla fondazione dell'OPEC. Quando all'inizio del 1900 si è iniziato a produrre su scala commerciale il greggio, e non solo,

l'industria petrolifera e del gas stava diventando uno dei settori economici più significativi prevedendo grossi impieghi di capitale. Contestualmente stavano sorgendo una serie di compagnie petrolifere che dominavano il mercato grazie alla grossa disponibilità di capitale e elevate competenze tecniche e materiali. Per comprendere meglio però la scalata al potere delle maggiori compagnie petrolifere è opportuno accennare alla trasformazione della produzione del petrolio in un fenomeno economico rilevante.

In seguito alla scoperta di Drake si sono cominciate a vedere le prime e anche più importanti speculazioni finanziarie nel mercato delle estrazioni con il magnate Rockefeller.

John Rockefeller ha dominato l'industria petrolifera tra la fine dell'1800 e l'inizio del 1900, introducendo il business della raffinazione ed evitando accuratamente la fase della produzione per gli alti rischi che comportava. La sua strategia era quella di ottenere il controllo del settore petrolifero controllando fasi strumentali come le raffinazione, il trasporto e la distribuzione e con la fondazione della Standard Oil Company ha guadagnato il controllo del 90% della raffinazione degli Stati Uniti anche se con metodi aggressivi. La Standard Oil è diventata più grande dei suoi concorrenti e, attraverso economie di scala e il suo potere nel mercato, è riuscita a influenzare i prezzi

di produzione e i prezzi di vendita.

Nel frattempo, però, sullo scenario mondiale si stavano imponendo altre compagnie che potevano reggere la concorrenza con quella di Rockfeller. In Europa i fratelli Nobel hanno acquistato la proprietà del petrolio russo e si sono occupati anche della fase del trasporto verso ovest, in Indonesia le attività della Royal Dutch Company e della Shell hanno acquisito sempre più importanza e poco dopo, negli anni 20, anche negli Stati Uniti la Texaco e la Gulf si sono affermate come compagnie competitive a livello globale⁶⁴.

In questa fase assistiamo al tramonto del monopolio della Standard Oil e contemporaneamente all'ascesa di altre importanti Compagnie. La causa è stata la novella legge sull'antitrust, conosciuta anche come "Sherman Act", in nome della quale si sono intrapresi svariati procedimenti nei confronti della compagnia di Rockfeller, che si sono conclusi con la disgregazione della Standard Oil in sette compagnie diverse⁶⁵. Dopo la prima Guerra Mondiale il petrolio si è rivelato essere un bene di importanza strategica, anche se, alcuni paesi cominciavano a rivendicarne la proprietà (costituzione messicana). La Gran Bretagna, che era stata lungimirante nelle sue strategie

64 Cfr. S.C.BHATTACHARYYA, *Energy Economics: Concepts, Issues, Markets and Governance*, Springer, London, 2011, pag.325-329.

economiche, si ritrovava ad essere proprietaria del 50% della compagnia petrolifera Anglo-Persian Company, in seguito a una grossa licenza esplorativa ottenuta dallo Scià di Persia, e a dominare il mercato mondiale insieme alla Royal Dutch Shell e alla Standard Oil of New Jersey. E' iniziata così, tra tutte le compagnie petrolifere, la gara a chi riusciva ad accaparrarsi per prima la concessione in zone, in cui i costi di produzione erano molto bassi e, tra i paesi candidati, l'Iran e l'Iraq sembravano le nuove Eldorado, con i loro abbondanti giacimenti dai costi d'estrazione irrisori. Anche in questo caso si è confermata l'egemonia della Gran Bretagna, sia in Iran, dove dopo l'accordo con lo Scià dettava legge a un potere politico praticamente inesistente e totalmente corrotto, ma anche in Iraq, dove però, in seguito alla prima Grande Guerra, ha dovuto dividere il bottino con i suoi rivali americani, ma ciò l'ha danneggiata poco. Infatti, il re iracheno Faysal II, non solo ha dovuto confermarle i suoi diritti del consorzio Iraq

65 La Corte Suprema degli Stati Uniti nel 1911 decise di dividere la compagnia in 33 società, ovviamente fuori dal controllo di Rockefeller, per impedirgli di ostacolare o eliminare i concorrenti attraverso pratiche sleali. Dopo che si arrivò a un accordo, la creazione di soltanto 7 società fece sorgere qualche sospetto, infatti, fu una soluzione fittizia visto che la più grande, la Standard Oil of New Jersey restò sotto il controllo diretto di Rockefeller. Delle altre società che si formarono noi oggi conosciamo la Mobil, la Chevron e la Conoco. Le norme anti-trust come previsto si rivelarono inefficaci e le compagnie mantenevano tra loro accordi commerciali. Tutto ciò era facilitato dal fatto che il governo americano sembrava più preoccupato a trattare con riguardo il Sig. Rockefeller che a controllare gli interessi convergenti delle sue ex compagnie.

Petroleum Company, ma è stato costretto ad accordarle anche una nuova concessione,⁶⁶ che ha portato alla scoperta di uno dei più importanti giacimenti della storia⁶⁷. La strategia del colosso britannico illustrava perfettamente il modus operandi che le grandi compagnie stavano ormai adottando al fine di dominare il mercato mondiale e imporre le proprie regole.

Nel luogo in cui si assestavano a vicenda due colossi del petrolio, sono nati, per il bene degli affari, anche degli accordi tra le “Quattro Sorelle”; infatti le attuali Exxon e Mobil, da un lato, e la Shell e la IPC (poi British Petroleum), dall'altro, hanno deciso di dividersi il controllo della produzione eliminando la concorrenza.

Qualche anno dopo la famiglia è cresciuta e le alleanze tra le compagnie continuavano ad aumentare, ma fu l'“Accordo di Achnacarry” a destare più scalpore. Con questo i presidenti delle majors, che oggi conosciamo con il nome di Mobil, Exxon, Gulf, Shell e BP letteralmente si sono spartiti il mondo, creando un cartello internazionale del

66 Questa concessione fu ottenuta al prezzo irrisorio di 20.000 sterline in contanti unite alla cessione di 20000 azioni del prezzo di una sterlina l'una e una percentuale sul guadagno netto del 16%, tra l'altro tale concessione scadeva nell'anno 2000.

67 Nel 1927 la Gran Bretagna scoprì in Iraq il Baba Gurgur uno dei giacimenti più prolifici di sempre.

petrolio⁶⁸. Poco dopo, quando a queste si sono aggiunte anche la Chevron e la Texaco, a questi colossi del petrolio fu attribuito il nome di “Sette Sorelle”⁶⁹, che hanno dominato il mercato dalla fine degli anni Venti fino agli anni Sessanta. Si è arrivati a una situazione in cui l'esplorazione e la produzione del petrolio in Medio Oriente, Nord Africa e anche America Latina ormai erano sotto controllo. Il prezzo del petrolio, il c.d. Posted Price era utilizzato dalle 7 Compagnie per vendere greggio alle proprie raffinerie o alle società collegate e tramite tale controllo sul prezzo potevano anche determinare quanto dovevano in tasse o royalties al governo o al sovrano del luogo, in cui attingevano risorse. Naturalmente hanno impostato un prezzo basso così potevano massimizzare i profitti da entrambi i lati. Infatti, pagando un prezzo basso per il materiale grezzo dello Stato ospitante e gonfiando successivamente il prezzo del prodotto raffinato, riuscivano a creare grossi margini di profitto che andavano a rimpinguare i loro bilanci⁷⁰. Occorreva quindi “soltanto” vigilare, in modo tale che l'offerta non eccedesse la

68 Cfr. E.LAURENT, D.FLORI, L.FABI (a cura di), *La verità nascosta sul petrolio: un'inchiesta esplosiva sul “sangue del mondo”*, Nuovi Mondi Media, 2006, pag. 35-52.

69 Questo soprannome fu attribuito alle Compagnie per la prima volta dal Presidente dell'ENI Enrico Mattei.

70 Cit.R.J. LEARSEY, *Over a Barrel: Breaking the Middle East Oil Cartel*, Nelson Current, 2005, pag. 79-82.

domanda. Tutto questo è stato possibile grazie a due fattori: l'intreccio di partecipazioni nelle grandi concessioni petrolifere e il controllo dell'intera filiera di lavorazione del petrolio, dalla produzione alla commercializzazione del prodotto finito. Le Sette Sorelle, di fatto, hanno determinato le quantità di greggio da estrarre da ogni singolo paese mediorientale, senza utilizzarne mai l'intera capacità produttiva, ma bilanciando le produzioni in modo da non avere mai eccesso di offerta sul mercato⁷¹.

2. L'influenza dell'OPEC nel mercato degli idrocarburi.

L'Organizzazione dei paesi esportatori di petrolio (OPEC) è stata costituita in occasione della Conferenza di Baghdad nel 1960 da Iran, Iraq, Kuwait, Arabia Saudita e Venezuela⁷² con lo scopo di diventare un punto di incontro

⁷¹ Vedi <http://www.petrolioinborsa.com/sette-sorelle/>

⁷² Oltre ai cinque membri fondatori hanno poi aderito Qatar, Indonesia, Libia, Emirati Arabi Uniti, Algeria e Nigeria. Ecuador e il Gabon entrambi avevano la loro adesione sospesa su loro richiesta, rispettivamente, nel 1992 e nel 1994.

per i Paesi produttori di petrolio e per aiutarli a raggiungere i loro obiettivi economici. Ciò si è verificato in un momento di transizione nel panorama economico e politico internazionale, con una vasta decolonizzazione e la contestuale nascita di molti nuovi stati indipendenti nel mondo in via di sviluppo. Obiettivo dell'OPEC è quello di coordinare e unificare le politiche petrolifere tra i paesi membri garantendo prezzi equi e stabili per i produttori e un approvvigionamento regolare del petrolio agli stati consumatori e infine una congrua remunerazione del capitale per coloro che investono nel settore. L'OPEC ha sviluppato la sua visione collettiva, ha istituito i suoi obiettivi e ha stabilito il suo segretariato, prima a Ginevra e poi, nel 1965, a Vienna. Ha adottato una 'Dichiarazione sulla politica petrolifera dei Paesi membri' nel 1968, che ha sottolineato il diritto inalienabile di tutti i Paesi di esercitare la sovranità permanente sulle loro risorse naturali, nell'interesse del loro sviluppo nazionale. Nel 1969 i membri, a meno di dieci anni dalla nascita dell'organizzazione, erano già il doppio, perché nel frattempo avevano aderito anche il Qatar, l'Indonesia, la Libia, gli Emirati Arabi Uniti e l'Algeria⁷³. L'OPEC è diventata una potenza importante nell'economia mondiale, con il flusso di petrodollari guadagnati negli anni '70: da 23 miliardi di dollari nel 1972 a 140 miliardi di dollari alla fine

73 Per approfondimenti, www.opec.com.

del 1977. La "Texaco Building" di Vienna è diventata l'"OPEC Building" da metà degli anni '70, e il mercato internazionale del petrolio è stato capovolto. L'OPEC essenzialmente quindi determinava se ci sarebbe stata inflazione o recessione, e i membri sono diventati i nuovi banchieri di tutto il mondo. Durante il periodo d'oro dell'OPEC, 1974-1978, i componenti hanno acquisito il completo controllo delle proprie risorse, così non c'era più confusione su chi possedesse il petrolio. La fortuna dell'OPEC è stata in parte determinata dalla prima interruzione della produzione di petrolio, iniziata nel 1973 con lo scoppio della guerra dello Yom Kippur. Gli Stati Arabi hanno proclamato un embargo sulle esportazioni di petrolio verso gli Stati Uniti, Paesi Bassi, Danimarca per sostenere Israele contro Egitto e Siria, di conseguenza, la produzione di petrolio dell'OPEC è diminuita del 9,5%. Prima della fine del 1974, il prezzo del greggio si è quadruplicato e tale aumento ha avuto un impatto positivo sui membri dell'OPEC, che erano stati a lungo dominati dalle multinazionali; si assisteva così a uno spostamento di potere a un gruppo, che una volta era considerato vulnerabile, ma nel frattempo ha acquisito il controllo su un bene vitale. Il flusso di capitali è stato invertito e gli stati membri dell'OPEC hanno accumulato un enorme guadagno. Con la ricchezza, questi paesi produttori di petrolio hanno acquisito i gusti nelle spese pari a quelli dell'Occidente. Basti guardare all'Industrializzazione, infrastrutture,

sussidi, servizi, necessità, lussi, armi, rifiuti, e la corruzione. Per garantire sicurezza al proprio mercato del petrolio, le vendite di armi sono state utilizzate come modo per migliorare la sicurezza e mantenere costante la loro influenza. Le spese compulsive dell'OPEC, nel tentativo di costruire un'economia moderna fuori dal comune e costituire forze militari all'avanguardia, hanno portato alla evaporazione delle eccedenze finanziarie. Nel 1972 il surplus nel bilancio dell'OPEC era di 67 miliardi di dollari, nel 1978 si è trasformato in un deficit di 2 miliardi di dollari⁷⁴. Nel corso degli anni 70, l'OPEC ha fissato i prezzi, ma non aveva il controllo delle uscite e quindi non era veramente un "cartello" come è stato generalmente descritto. La preoccupazione principale dei paesi industrializzati negli anni d'oro dell'OPEC è stata la direzione futura della crescita dei prezzi o la loro stabilità, dal momento che è stata il parametro determinante della crescita economica, della disoccupazione, dell'inflazione,

74 Nel 1973 si verificò un fenomeno economico fino a quel momento considerato impossibile dagli esperti, questo è la “*Stagflazione*”. *Il termine stagflazione nasce appunto dopo il primo shock petrolifero del 1973-74. Esso indica la contemporanea presenza di un'attività produttiva che non cresce (stagnazione) e di un persistente aumento dei prezzi (inflazione). I periodi di stagnazione dell'attività economica erano, infatti, tradizionalmente caratterizzati dalla caduta dei prezzi (deflazione), per il calo della domanda rispetto all'offerta. In seguito il fenomeno dell'inflazione è, per contro, diventato sempre più indipendente dal ciclo dell'economia, data la rilevanza assunta dai mercati oligopolistici dell'energia e delle materie prime, insieme ai settori dei servizi scarsamente concorrenziali. Vedi Il Sole 24 Ore, Economia e Lavoro.*

della recessione, e della direzione del flusso di denaro in tutto il mondo. L'adesione al cartello era costantemente un problema, con l'Iran che continuava a premere per un aumento dei prezzi e l'Arabia Saudita che esortava a una maggiore moderazione. L'Arabia Saudita, d'altra parte, aveva una grande riserva, un ampio territorio, e una piccola popolazione, quindi ha assunto una prospettiva a lungo termine attraverso la moderazione dei prezzi. La collisione tra l'Iran e l'Arabia ad un certo punto ha anche portato a due prezzi OPEC⁷⁵: uno per l'Arabia e gli Emirati Arabi Uniti e un altro, prezzo più elevato per i restanti 11 altri paesi. Con lo scoppio della guerra Iran-Iraq nel 1980, infine, vi è stato un aumento di prezzo del greggio e una conseguente contrazione della produzione di petrolio che è sfociata in un ribaltamento della situazione, manifestatosi in un notevole calo del prezzo negli anni 1982-83, riconducibile, da un lato, al forte calo della domanda di

75 Il cartello dell'OPEC è diviso in due blocchi, i risparmiatori e gli spendaccioni. Questi blocchi sono demograficamente ed economicamente eterogenei. Le grandi riserve di petrolio a basso costo sono concentrate in paesi con piccole popolazioni e alti redditi, questi sono noti come i risparmiatori (ad esempio, l'Arabia Saudita, Kuwait, ed Emirati Arabi Uniti), mentre piccole quantità di riserve ad alto costo sono concentrate in paesi con grande popolazione e relativamente redditi bassi conosciuti come gli "spender" (ad esempio, l'Indonesia, la Nigeria e Venezuela).

petrolio da parte dei Paesi industrializzati, dall'altro, alla crescente rilevanza delle produzioni e delle esportazioni di greggio da parte dei paesi non appartenenti all'OPEC⁷⁶.

2. 1. La crisi dell'oligopolio degli anni '80

All'inizio degli anni '80, anche se lentamente, i Paesi importatori di petrolio hanno reagito alle prepotenze dell'OPEC riducendo il loro consumo e rivolgendosi ad altri produttori, come la Norvegia, il Regno Unito e il Messico, oppure sviluppando fonti di energia alternative, come il carbone e l'energia nucleare. Tutte le compagnie del mondo hanno drasticamente ridotto gli acquisti di greggio dai Paesi dell'OPEC, soprattutto perché questa continuava a mantenere prezzi di listino molto alti, e in questo modo hanno determinato l'inizio del declino dell'Organizzazione dei Paesi produttori⁷⁷. L'OPEC, a fronte dell'eccedenza di

76 Cfr. Y.YEBOAH, *The Opec Imperium*, Pennsylvania State University catalogue, Pennsylvania, 2012.

77 Vedi. E.LAURENT, *La verità nascosta sul petrolio. Un'inchiesta esplosiva sul «sangue del mondo»*, Nuovi Mondi Editore, 2006.

stoccaggi, derivante dal cambiamento di rotta degli importatori, ha tentato, dapprima di forzare i propri clienti a onorare i contratti in essere, obbligandoli a ritirare lo stesso quantitativo di greggio degli anni precedenti, e successivamente di adottare tutti gli stratagemmi possibili per mantenere i livelli produttivi massimi. Con questo “trucco” tutto il greggio, che non era stato acquistato a prezzi ufficiali, era venduto spot⁷⁸ a dei trader indipendenti, a prezzi scontati di mercato. Dopo qualche mese di queste pratiche, di fatto si erano creati due mercati paralleli, quello alimentato a prezzi ufficiali e quello dei prezzi spot, che potevano presentare differenze di prezzo anche di 10 dollari per barile.

Per rimediare a questa situazione si è convocata una conferenza straordinaria dell'OPEC, che ha deciso per un abbassamento del prezzo ufficiale del greggio, anche perché si voleva porre fine agli scontri tra l'Iran e l'Arabia Saudita a causa di idee contrastanti sul prezzo. Negli anni successivi, nonostante tutto, è continuato l'indebolimento dei prezzi del greggio, dovuto anche all'introduzione nel mercato delle energie alternative, e il calo dei ricavi insieme alla rovinosa guerra Iran-Iraq hanno minato l'unità dell'organizzazione e hanno comportato un'importante

⁷⁸ Il prezzo a pronti o prezzo spot è il prezzo che un acquirente deve corrispondere al venditore per acquistare un bene oppure un'attività finanziaria la cui consegna è immediata, ossia contestuale alla stipulazione del contratto di compravendita. (Cit. Mimi-Dizionario dell'economia).

cambiamento della politica da parte dell'Arabia Saudita, che ha deciso che, dal quel momento in poi, non avrebbe più difeso i prezzi del cartello, ma avrebbe difeso invece la sua quota di mercato. Seguendo le orme dell'Arabia Saudita, ben presto gli altri membri dell'OPEC hanno deciso di trattenere le proprie quote di produzione⁷⁹. Si è creato subito la situazione del “liberi tutti”, dai vincoli dell'OPEC, facendo di fatto scomparire le condizioni di oligopolio del mercato petrolifero; il libero mercato ha cominciato ad operare in un contesto di totale concorrenza tra paesi OPEC e non⁸⁰.

Negli anni '90 l'OPEC, continuando con questa politica delle quote di produzione, ha visto crollare i prezzi del petrolio fino alla fine del decennio; solo nei primi anni del 21° secolo, a causa di una maggiore unità tra i suoi membri e una migliore cooperazione con i non soci (come il Messico, la Norvegia, l'Oman, e la Russia), l'OPEC ha ricominciato a sperare in un aumento dei prezzi e in una ripresa. Purtroppo, però, alla ritrovata stabilità e al nuovo aumento dei prezzi si sono opposte quelle politiche di tutela che, negli anni d'oro, erano inesistenti o comunque inefficienti; negli anni 2000 gli sforzi internazionali per

79 Cfr. F.PARRA, *Oil Politics: A Modern History of Petroleum*, Tauris & co., New York, 2005.

80 Cfr. I.SEEK, *Opec: Twenty-Five Years of Prices and Politics*, Cambridge University Press, Cambridge, 1988, Vedi

ridurre la combustione degli idrocarburi e per evitare ripercussioni sull'ambiente sembravano essere presi in considerazione, per la prima volta, in modo serio incidendo sulla domanda mondiale di petrolio, che avrebbe inevitabilmente subito un declino. In risposta, l'OPEC quindi cominciò a sviluppare una politica ambientale coerente, nei limiti del possibile, e a riacquistare un ruolo importante nel mercato del petrolio, sempre tra alti e bassi⁸¹.

E' stato comunque il libero mercato a segnare definitivamente il declino dell'egemonia dell'Organizzazione. Alla luce della storia, alla quale si è assistito, viene da chiedersi dove questa abbia realmente sbagliato per passare, in pochi anni, dall'essere la potenza principale all'essere un'organizzazione in crisi.

L'OPEC ha perso il suo potere perché ha consentito a nuovi operatori di accedere al mercato e ha evitato di sviluppare la propria offerta a basso costo. Ignorando le teorie economiche relative agli oligopoli, l'OPEC ha portato a un mercato in cui ora non sono più presenti solo pochi fornitori, infatti, il petrolio è reperibile in tutto il mondo, dall'Africa all'Asia, al Sud America fino all'Artico, e nuovi giacimenti sono entrati in funzione o sono stati proposti. Le nuove tecnologie hanno dato slancio a giacimenti petroliferi superati e hanno reso possibile la rivoluzione

⁸¹ Vedi. A.L.DANIELSEN, *Organization of the Petroleum Exporting Countries: multinational organization*, Encyclopaedia Britannica, Edimburgo, 2015.

del petrolio e del gas di scisto negli Stati Uniti. Nel frattempo, George Bush senior e le amministrazioni americane che sono venute dopo di lui, hanno ormai raggiunto il loro obiettivo di autosufficienza energetica senza dover fare affidamento sul petrolio mediorientale⁸². Come se ciò non bastasse, i Paesi membri dell'OPEC hanno perso ulteriore potere sul mercato, diventando vittime del loro stesso sviluppo economico, poiché non sono riusciti a prevedere la rapida crescita della domanda interna di energia. L'Arabia Saudita, il Kuwait e gli Emirati Arabi Uniti hanno lanciato nuove politiche relative al gas e hanno aumentato gli investimenti, al fine di far crescere la loro capacità di produzione di gas e petrolio in modo da soddisfare la domanda interna e accrescere ulteriormente il loro potenziale di esportazione. La strategia adottata dall'OPEC è apparsa poco efficace e tardiva quando osservava la sua sconfitta e assisteva alla perdita del proprio potere di mercato⁸³.

82 Vedi. P.TERZIAN, *OPEC: The Inside Story*, Zed Books. Londra, 1986.

83 Cfr. L.AL-KHATTEEB, *Lunga vita al "Price Maker"*, Abo, 2015,

Cfr. F.PETRINI, *Imperi del profitto. Multinazionali petrolifere e governi nel XX secolo*, FrancoAngeli Editore, Milano, 2015.

Vedi. P.GENCO, *Il mercato petrolifero internazionale: nuovi soggetti e nuove regole del gioco nell'offerta del greggio*, Franco Angeli Editore, Milano, 1983.

3. Gli scopi perseguiti dalle compagnie petrolifere nazionali e il loro rapporto con le compagnie petrolifere private.

Negli Stati Uniti, con l'espressione "big oil companies" si indicano le principali compagnie petrolifere internazionali private, in gran parte con sede in Europa o in America. Tuttavia, nonostante alcune di queste aziende siano, infatti, tra le più grandi del mondo, la maggioranza delle più grandi compagnie petrolifere in realtà è composta da compagnie petrolifere nazionali. Per definizione convenzionale, le NOC detengono la maggior parte delle riserve petrolifere e producono la maggior parte del greggio mondiale. Dal momento che le NOC in genere ottengono dal loro Paese diritti esclusivi di esplorazione e di sviluppo delle risorse petrolifere, possono anche decidere il grado di partecipazione, da loro richiesto, per le aziende private in tali attività. Le NOC di solito non operano in base ai rigorosi principi di mercato. A causa degli stretti legami con il governo nazionale, in molti casi i loro obiettivi potrebbero includere la redistribuzione della ricchezza, un incremento dei posti di lavoro, uno sviluppo economico generale, la sicurezza economica ed energetica, e l'integrazione verticale. Purtroppo però, per questi obiettivi, anche se fossero realmente auspicati da parte del

governo della nazione, è improbabile che gli azionisti possano metterci un impegno equivalente a quello profuso per giungere alla massimizzazione del profitto, che è l'obiettivo chiaramente dichiarato dalle IOC. Ogni compagnia ha obiettivi diversi che determinano caratteristiche e risultati diversi, un caso è quello delle compagnie petrolifere nazionali. Molte di queste aziende sono state considerate inefficienti nonostante i tassi d'investimento relativamente bassi. Esse tendono a sfruttare le riserve di petrolio per il guadagno a breve termine, con pozzi petroliferi possibilmente dannosi e riducendo il potenziale di produzione a lungo termine. Alcuni hanno anche un accesso limitato ai mercati internazionali dei capitali a causa della scarsa pratica in ambito commerciale e la mancanza di trasparenza nei loro affari. Gli alti prezzi del petrolio dalla fine del 2003 hanno mascherato gli effetti di alcune di queste caratteristiche nel flusso delle entrate petrolifere. Tuttavia, se il prezzo del petrolio limita il potenziale di fornitura relativo alle operazioni inefficienti delle compagnie petrolifere nazionali, questo può costituire un fattore di destabilizzazione del mercato mondiale del petrolio. Una grande varietà di orientamenti politici può essere adottata per mitigare la sfida posta dalla dominanza delle NOC. Per esempio una politica di gestione della domanda può ridurre la dipendenza degli Stati Uniti dalle importazioni. Il governo degli Stati Uniti può usare la sua influenza politica

per cercare di incoraggiare le Nazioni a non usare NOC per seguire gli obiettivi del governo, ma per seguire nuove pratiche commerciali per massimizzare i flussi di entrate. Una fornitura estesa di petrolio potrebbe essere incoraggiata come condizione per accordi commerciali, magari insieme ad una promozione del commercio internazionale.

Nel Giugno 2007, la Exxon Mobil Corporation e la ConocoPhillips, due delle più grandi compagnie petrolifere degli Stati Uniti, hanno abbandonato i loro investimenti di miliardi di dollari nei depositi di petrolio pesante del bacino del'Orinoco in Venezuela. Di conseguenza ci è stata una rottura dei negoziati tra le compagnie da una parte e il governo del Presidente Hugo Chavez e la Petroleos de Venezuela dall'altra. Nel frattempo altre quattro IOC, tra cui la Total SA della Francia, la Statoil della Norvegia, la BP della Gran Bretagna, e la Chevron degli USA, hanno accettato dei contratti che aumentavano la partecipazione del PDV nei loro progetti in Orinoco da una quota del 40% a una partecipazione di maggioranza di circa il 78%. La ConocoPhillips, in particolare, veniva danneggiata sfavorevolmente da quella decisione, perdendo 1.1 milioni di barili di riserve dalle sue imprese venezuelane e la perdita ammontava a circa il 10% delle azioni. Sebbene ConocoPhillips ha continuato a negoziare un risarcimento per le sue azioni perse, comunque ha recuperato \$4.5

milioni dei guadagni persi nella seconda metà del 2007. Dal lato del Venezuela il PDV ha esteso la sua riserva e la sua produzione, e la sua influenza nel mercato internazionale del petrolio. Il Venezuela, tradizionalmente, ha sempre esportato una grande quantità di petrolio greggio negli USA. Questo flusso di petrolio adesso è sotto il controllo più diretto del governo venezuelano, che può decidere se permettere o meno tale flusso di petrolio greggio per seguire le forze del mercato economico. Ciò fa comprendere la posizione delle compagnie petrolifere nazionali, e come la loro forza possa influenzare la disponibilità del rifornimento nel mercato petrolifero, e quindi la garanzia del petrolio.

Per quanto riguarda la posizione che rivestono nel mercato le compagnie petrolifere nazionali, questa può essere perfezionata usando un numero di criteri differenti. Nell'industria petrolifera, basata sulla produzione attuale per ottenere validi guadagni e sulla situazione delle riserve per assicurare la vitalità futura dell'impresa, è necessario applicare numerose regole e valutare la natura evolutiva della compagnia nell'industria. Inoltre, l'investimento, sotto forma di spese per lo sviluppo dei metodi esplorativi, serve da legame fra il presente e il futuro, assicurando una continuità per la compagnia, cosicchè le riserve non vengano mai eccessivamente diminuite rispetto alle attuali attività.

Ai consumatori interessa inoltre la struttura e la dimensione delle ditte e le loro attività, e se il livello di produzione attuale, come anche le scorte delle compagnie e delle industrie, comincia a diminuire, perché se la produzione diminuisce rispetto alla crescente richiesta mondiale, i prezzi, di conseguenza, crescono. Infatti, se le spese per l'esplorazione e lo sviluppo si riducono, a causa di problemi incontrati da alcune ditte per accedere ai mercati finanziari internazionali, potrebbe aumentare la relativa carenza di petrolio, portando a prezzi futuri molto alti e a rifornimenti potenzialmente limitati.

Nel 2006 cinque delle dieci compagnie più grandi del mondo potevano essere classificate come proprietà dello Stato, tra l'altro anche le più grandi riserve di petrolio liquido nel mondo appartengono a queste compagnie, invece tra le maggiori compagnie petrolifere internazionali, la ExxonMobil è classificata quattordicesima, la BP diciassettesima, la Chevron diciannovesima, la ConocoPhillips, ventitreesima, e la Shell venticinquesima. Queste cinque ditte possiedono soltanto il 3.8% delle riserve liquide mondiali, e le loro maggiori società sono negli USA e in Canada, invece le prime dieci ditte possiedono l'80.6% del totale delle riserve liquide del mondo, basti pensare che la INOC, la compagnia nazionale petrolifera irachena, ha riserve sufficienti per i prossimi 173 anni mentre le più grandi compagnie private di petrolio

hanno riserve per circa 10 anni.

Questi valori suggeriscono che le grandi aziende di “reserve holding”, per lo più di proprietà dello Stato, sono le maggiori forze nel mercato mondiale petrolifero e hanno un'influenza sette volte maggiore rispetto alle cinque compagnie petrolifere private più grandi. In un mercato in cui la “reserve position” corrisponde al potere produttivo e alla gestione dei prezzi, le compagnie petrolifere statali sono in una posizione dominante, e le compagnie petrolifere internazionali continuano a giocare un ruolo minore ed è poco probabile che tali posizioni cambieranno in futuro. Poiché le nazioni stabiliscono le loro proprie compagnie nazionali petrolifere, i territori aperti alle esplorazioni e lo sfruttamento dalle compagnie private possono diminuire. Come suggerito dall'esempio del Venezuela, anche nei Paesi dove ci sono società tra le compagnie petrolifere private e le compagnie petrolifere nazionali, se avviene qualsiasi revisione delle azioni di proprietà, è probabile che siano in favore delle compagnie nazionali. Le nazioni produttrici di petrolio sembrano mostrare un atteggiamento più nazionalistico verso le loro naturali dotazioni di risorsa, e le compagnie nazionali petrolifere sono viste come custodi di quella risorsa. Se c'è opposizione agli obiettivi della politica estera degli Stati Uniti, o se c'è una reazione generale più negativa alla diffusione dei mercati globali e dell'industria privata, la

nazionalizzazione delle risorse petrolifere e il loro trasferimento alle compagnie petrolifere nazionali è probabilmente uno dei modi più diretti per ottenere una relazione politica. Dato lo stretto equilibrio tra offerta globale e richiesta, questa relazione può essere fatta con poco o nessun costo.

L'abilità di una compagnia nel produrre petrolio grezzo, dipende dall'accesso ai depositi di petrolio, ma dipende anche dall'accesso alla moderna tecnologia. Le compagnie petrolifere internazionali private generalmente hanno accesso allo "state of the art technologies", cioè alle tecnologie d'avanguardia, che sono meno facilmente disponibili per altre compagnie. Ottenere l'accesso alla migliore tecnologia per l'esplorazione, lo sviluppo e la produzione, è uno dei motivi chiave per cui le nazioni produttrici di petrolio permettono alle compagnie petrolifere private di entrare nei contratti per la divisione della produzione.

E' importante però specificare un fattore che è determinante nel potere delle compagnie petrolifere nazionali. Se si pensa al caso dell'OPEC, si nota come questa permette alle compagnie private di competere ad un livello che loro giudicano compatibile con i loro obiettivi nazionali e inoltre coordinano le loro azioni attraverso l'OPEC quando è nei loro interessi mostrare un fronte più compatto nel mercato mondiale. Quest'abilità di competere

e coordinare le loro attività e decisioni quando è nell'interesse delle loro nazioni, non è fattibile per le compagnie petrolifere internazionali private ed è un altro fattore che determina il potere delle compagnie nazionali.

Le posizioni riguardo alla riserva e alla produzione delle compagnie petrolifere nazionali, potrebbero essere poco rilevanti se le compagnie operassero molto come compagnie private, e la proprietà statale avesse un'influenza solo riguardo a come avvengono le divisioni del capitale sociale della compagnia. Tuttavia, è probabile che gli obiettivi per molte compagnie nazionali petrolifere, così come le caratteristiche delle loro operazioni, differiscano dalle compagnie del settore privato dell'industria petrolifera. Per comprendere bene quali sono le differenze nella gestione di una compagnia privata piuttosto che una nazionale bisogna analizzare entrambi i casi.

Le compagnie private hanno l'obiettivo di massimizzare il guadagno dell'azionista. La direzione della compagnia può portare a termine questo obiettivo attraverso l'organizzazione della produzione per ottenere un profitto sia per il presente che per il futuro e può anche decidere di fare degli investimenti per avvantaggiarsi sulle opportunità di aumentare il profitto della compagnia, avendo inoltre come scopo quello di raggiungere un'efficienza produttiva per mantenere bassi i costi ed aumentare la redditività ad

ogni livello.

Nell'industria petrolifera, per massimizzazione del valore dell'azionista, si intende che il valore delle risorse di petrolio dovrebbe essere massimizzato attraverso una direzione della produzione, dell'esplorazione, e delle attività di sviluppo in maniera tale da assicurare un mercato funzionante. Per assicurare una solvibilità a lungo termine della compagnia, è necessaria una scorta di riserva e per potere crescere la compagnia deve avere l'abilità di espandere la produzione e le vendite per affrontare la richiesta di mercato nelle nuove economie in crescita, così come nelle aree già sviluppate. L'efficienza tecnica in tutte le parti della catena produttiva porta a diminuire i costi e a migliorare la performance del prodotto e l'integrità ambientale.

Al contrario le compagnie nazionali petrolifere non seguono necessariamente il modello di massimizzazione del valore delle azioni. Sin da quando queste compagnie sono totalmente, o a maggioranza, proprietà dei loro governi nazionali, la massimizzazione del valore della compagnia potrebbe dover competere con altri obiettivi autorizzati dal governo. Sebbene tutte le compagnie petrolifere nazionali rispondono ai loro governi nazionali, la risposta del governo varia ampiamente a secondo del loro grado di influenza. Le compagnie petrolifere delle nazioni più sviluppate, Statoil in Norvegia, Petronas in Malesia, per

esempio, tendono a seguire una strategia maggiormente orientata verso la commercializzazione rispetto invece alla compagnia “Nigerian National Petroleum” e alla Petroleos de Venezuela, dove gli obiettivi del governo superano ampiamente quelli commerciali, e le compagnie mirano ad arricchire le tesorerie nazionali.

Le compagnie nazionali possono essere coinvolte nella ridistribuzione della ricchezza petrolifera della nazione alla società in generale. Questa redistribuzione può essere perfezionata attraverso le sovvenzioni per il combustibile, le politiche per l'impiego, e i programmi per il benessere sociale . I sussidi per il combustibile sono comuni, e hanno ridotto il prezzo della benzina in Venezuela al \$ 0.11, per gallone, \$ 0.21 per gallone in Iran, e \$ 0.64 per gallone in Arabia Saudita. Invece la benzina aveva un prezzo medio di \$ 5.77 in Norvegia, uno dei livelli più alti registrati al mondo. Mentre i prezzi della benzina sovvenzionata riducono i costi per l'energia per la popolazione, aumentano le risorse industriali e del trasporto, e proteggono l'economia nazionale dagli effetti dannosi dei prezzi mutevoli del petrolio, il lato negativo è che sono molto costosi in termini di perdita potenziale delle entrate per la compagnia. Il basso prezzo incoraggia la crescita della domanda, la corruzione, l'inefficace uso delle benzine e anche il contrabbando, e l'uso esteso delle benzine porta a ridurre le esportazioni e la fornitura nei mercati mondiali,

alzando di conseguenza i prezzi nei Paesi importatori di petrolio. Esempi di programmi di sussidio con questi effetti si possono trovare in Iran, Nigeria e Indonesia.

Sebbene i risultati varino a seconda della situazione demografica del Paese, le compagnie petrolifere nazionali vengono considerate come "Jobs Programs" per l'economia nazionale. Le compagnie petrolifere private hanno diversi livelli di impiego per ogni milione di barili di petrolio equivalente prodotto mentre è più alto il grado di variazione per le compagnie petrolifere nazionali. I dati mostrano che Saudi Aramco ha il più basso impiego di dipendenti rispetto al petrolio prodotto e ciò può essere il risultato del rendimento all'interno dell'organizzazione e delle grandi quantità di petrolio prodotto, oppure può riflettere il basso numero di abitanti e il benessere generale dell'Arabia Saudita che non necessita di un "Jobs program". Infatti, basta pensare che le due compagnie nazionali cinesi, cioè la China National Offshore Oil Corporation e la PetroChina, rispettivamente sono fra le più basse e le più alte in termini di numero di impiegati rispetto al numero di barili prodotti; potrebbe sembrare strano, ma in realtà questi risultati dipendono da diversi bisogni gestionali, o dal differente trattamento delle Compagnie da parte del Governo. Per esempio le compagnie russe sono fra le maggiori produttrici di lavoro, forse a causa delle politiche ancora esistenti della vecchia

Unione sovietica, o forse per le tecnologie inefficaci.

Il rapporto tra una Compagnia e lo Stato di appartenenza non si esaurisce però solo in quanto già detto. Le NOC sono anche usate dai loro governi come strumenti nel processo generale dello sviluppo economico. In alcune nazioni, l'industria del petrolio è il primo grande settore aperto al mondo dell'economia. Di per sé, l'industria del petrolio può essere la prima ad introdurre i concetti di contratto di investimento internazionale e legge di proprietà, oltre che modelli finanziari e di contabilità, tutti necessari per lo sviluppo economico. L'industria può servire come un canale per i trasferimenti tecnologici a una più grande economia. Possono essere imposte le regole del luogo per assicurare lo sviluppo degli affari di servizio, sussidiari per diffondere lo sviluppo dei dollari, e alle compagnie petrolifere nazionali si può richiedere di fornire benzina sovvenzionata alle industrie indirizzate ai piani di sviluppo delle nazioni.

Un esempio di responsabilità di sviluppo di una compagnia petrolifera nazionale è nel Kazakhstan, dove la KazMunaiGas ha chiaramente dichiarato i suoi obiettivi, che tra gli altri, comprendono quello di integrare il Kazakhstan nell'economia mondiale e assicurare che la crescita e lo sviluppo della compagnia si traduca in una più generale crescita economica della nazione.

Le compagnie petrolifere nazionali, in ultima analisi,

possono anche essere sfruttate dai loro governi nazionali come un mezzo per raggiungere gli obiettivi di politica estera, portando a delle alleanze dirette tra compagnie petrolifere nazionali, che possa spianare la strada per le relazioni politiche. Il petrolio è una materia prima strategica nel mondo economico e la sua produzione e il suo consumo possono essere una spinta per promuovere nuove relazioni internazionali. Per esempio, la decisione di Saudi Aramco di aumentare la produzione di petrolio a seguito dell'invasione del Kuwait da parte dell'Iraq, e le relazioni basate sul petrolio della Cina con l'Iran, il Venezuela e la Russia, possono essere interpretati come una mossa politica.

Forse l'esempio più recente e certo di compagnie petrolifere nazionali, legate a scopi geopolitici del loro governo, è quello del Petroleos de Venezuela e del Presidente Chavez con la sua rivoluzione boliviana. Alcuni credono che Chavez vedesse gli Stati Uniti e la loro promozione della democrazia e dei mercati globali come una minaccia per la sua rivoluzione e per ribattere a ciò ha utilizzato la promessa di un aiuto economico, di progetti comuni di energia e prezzi del petrolio favorevoli per guadagnare un'influenza in America Latina, Caraibi e altre aree. Tra gli altri esempi poi vi è l'Iran che ha usato la possibilità di non fornire più petrolio all'Occidente come una minaccia e un possibile deterrente nella controversia

sulla sua ricerca delle armi nucleari, e la Russia, che ha interrotto la fornitura di gas naturale all'Europa in seguito a i suoi conflitti con i membri dell'ex Unione Sovietica riguardo ai prezzi di fornitura e alle quote di trasporto.

Approfondendo l'analisi degli obiettivi delle compagnie petrolifere nazionali c'è da dire che, in linea di massima, anche la sicurezza energetica è fra questi. La sicurezza sulla domanda significa non permettere ad un consumatore di diventare critico nei riguardi della compagnia nazionale petrolifera, per esempio, la PDVSA qualche anno fa ha cercato di dirigere le sue vendite fuori dagli Stati Uniti nella speranza di ridurre l'influenza economica di questi, e per sviluppare altri mercati di consumo per il greggio del Venezuela. Tuttavia, in alcuni casi i fattori tecnologici rendono difficile questa strategia e una lunga relazione tra un esportatore e un importatore di petrolio può portare all'investimento su servizi più o meno specializzati, che facilitano l'uso del petrolio della nazione esportatrice. Nel caso degli Stati Uniti e Venezuela, quest'ultimo produce greggio relativamente pesante, specialmente nel bacino dell'Orinico e gli Stati Uniti hanno dunque dovuto creare delle raffinerie appositamente per utilizzare questo tipo di petrolio greggio, dunque sarà difficile per il Venezuela diversificare il suo cliente base, perché deve trovare quello in grado di utilizzare le raffinerie adatte al suo greggio.

In altri casi, gli obiettivi di sicurezza energetica per le NOC sono definiti in termini di sicurezza di fornitura. Questi obiettivi nel buon funzionamento del mercato petrolifero mondiale vengono definiti in base alla diversità dei produttori e alla sicurezza delle corsie di fornitura del petrolio. Per alcuni paesi e le loro compagnie petrolifere nazionali, la sicurezza della fornitura di petrolio rappresenta la proprietà o l'esclusivo diritto alle forniture desiderate di petrolio. Il tentativo di acquisto dell'Unocal, la compagnia di base del petrolio e del gas naturale degli Stati Uniti, da parte della CNOOC nel 2006, interessava ai cinesi principalmente per guadagnare un accesso ai campi di gas naturale nel sud-est asiatico, controllato dall'Unocal.

Sebbene le compagnie nazionali delle nazioni produttrici hanno le loro radici nelle operazioni upstream, alcune si stanno impegnando per raggiungere un'integrazione verticale. A livello economico, l'integrazione verticale permette alla compagnia di acquistare il valore aggiunto dalla produzione e dalla vendita dei prodotti petroliferi. L'acquisizione da parte della PDVSA del Citgo negli Stati Uniti, ha permesso la raffinazione e ha introdotto dei punti di vendita al dettaglio per il petrolio venezuelano. In altri casi le compagnie petrolifere nazionali potrebbero poter accedere ai mercati a cui non potrebbero normalmente accedere. Possono anche raggiungere un più alto grado di

diversificazione e di attenuazione del rischio attraverso l'integrazione verticale, in quanto i prezzi del petrolio tendono ad essere variabili e i profitti possono accumularsi in differenti parti della catena di fornitura, in tempi differenti, e durante le varie condizioni di mercato. L'integrazione verticale può migliorare la capacità delle compagnie nazionali di essere redditizie perché otterrebbero guadagni da ogni fase produttiva.

Poiché le compagnie nazionali hanno obiettivi differenti rispetto a quelle private, le loro caratteristiche sono differenti. Ciò potrebbe non avere conseguenze per i paesi consumatori, eccetto che, in un mercato petrolifero difficile in cui le compagnie nazionali possono diventare un impedimento per uno scorrevole funzionamento del mercato mondiale petrolifero del futuro.

L'efficienza produttiva normalmente rappresenta la massimizzazione dell'output associata a qualsiasi livello di input. Misurare la produttività nell'industria petrolifera, paragonata a una tipica attività industriale, è difficile perché i fattori geologici influiscono nel processo dell'input e può non essere controllabile. Tuttavia, esistono degli studi econometrici-comparativi sulla produttività all'interno dell'industria petrolifera anche se le vendite sovvenzionate e la distribuzione delle ricchezze non sono favorevoli alle entrate, e ciò spiega la maggior parte dell'apparente inefficienza della Saudi Aramco, della PDVSA e della

Pemex, quando viene regolata in base al grado di integrazione verticale e alla divisione delle entrate del governo. L'aggiunta dell'integrazione verticale e della divisione con il governo come variabili esplicative, suggeriscono che il primo è un obiettivo ideale per le compagnie nazionali petrolifere, l'ultimo suggerisce che le compagnie nazionali trarrebbero maggior profitti senza la partecipazione del governo. Tuttavia ciò è improbabile. L'inefficienza è un problema non solo per le compagnie nazionali ma per l'intero mercato mondiale petrolifero. Se le ditte più inefficienti tendono ad essere sotto controllo della maggioranza delle riserve petrolifere sfruttabili nel mondo e la richiesta di mercato è proiettata ad espandersi del 30% a partire dal 2030, è più probabile che l'espansione potrebbe essere portata a termine dalle ditte più efficienti. Tuttavia quelle ditte, le compagnie petrolifere internazionali, occupano una frazione ristretta della riserva di base mondiale.

A causa delle richieste delle tesorerie nazionali e del governo, le compagnie nazionali hanno un periodo di tempo più limitato per le decisioni operative rispetto alle compagnie internazionali. Le compagnie nazionali possono avere un'eccessiva attenzione sulle entrate e sulla produzione corrente e ciò potrebbe accadere in una cattiva gestione dei campi esistenti, che permette una minore percentuale di recupero di quanto teoricamente possibile, e

una trascuratezza di esplorazione e sviluppo. In tempi più lunghi, il danno al mercato del petrolio potrebbe essere aumentato dalla posizione dominante che le compagnie hanno in termini di accesso alla riserva potenziale.

Per i consumatori, l'attenzione delle compagnie sulla produzione corrente ha lo scopo di mantenere il prezzo del petrolio relativamente più basso in breve termine. Tuttavia se le compagnie nazionali ignorano l'investimento nell'esplorazione e nello sviluppo, potrebbero significare prezzi del petrolio più alti per il futuro. Alcuni stimano che i bisogni di investimento totale per l'industria del petrolio dovrebbero essere di \$16 trilioni per oltre 30 anni. Se le compagnie nazionali petrolifere non intraprendono investimenti su questa scala, e loro e i loro governi escludono le compagnie internazionali dalle riserve che si sviluppano nei loro paesi, il mercato del mondo del petrolio potrebbe essere costretto a rifornirsi da queste in futuro e i prezzi potrebbero essere più alti. Tuttavia, anche per quanto riguarda le compagnie leader gestite privatamente, alcuni critici ritengono che non siano controllate abbastanza, specialmente alla luce dei loro livelli di profitto record. Il prezzo del petrolio è variabile . Di conseguenza una politica di investimento conservatrice, basata su un prezzo previsto, che non rifletta necessariamente a pieno gli alti prezzi correnti, potrebbe essere nell'interesse delle compagnie internazionali che possono decidere di

investire sulla base di un futuro prezzo di mercato del petrolio piuttosto che sul prezzo corrente, investendo di meno.

Mercati severi sulla manodopera addestrata, attrezzature specializzate, e materiali conducono a dei costi progettuali più alti e a dei ritardi che possono rendere gli investimenti meno attraenti. Le società private possono trovarsi sotto la pressione del mercato finanziario che condiziona gli introiti.

Gli obiettivi non commerciali delle compagnie petrolifere nazionali potrebbero portare a delle limitazioni sulla loro abilità di sostituire le riserve ed espandere la produzione di petrolio e gas. Le prime dieci compagnie, relativamente al rapporto di sostituzione della riserva petrolifera, non comprendono nessuna delle dieci compagnie più potenti. Questo implica che le compagnie nazionali, mentre posseggono la più grande riserva di base, non stanno ristabilendo le loro posizioni attraverso l'esplorazione e la ricerca. E' meno sorprendente che nessuna delle maggiori compagnie private internazionali sia nei primi dieci riguardo alla sostituzione della riserva di petrolio. Le loro riserve si trovano in depositi più vecchi, in aree onshore come negli Stati Uniti, che sono state esplorate per esteso, ed è improbabile che producano grandi scoperte nel futuro. La ConocoPhillips occupa la più alta posizione relativa ad una compagnia petrolifera internazionale, al

numero 30, avendo sostituito il 96% delle riserve prodotte.

La difficoltà a sostituire le riserve può essere dovuta alle limitazioni dell'industria. E' probabile, da un punto di vista geologico, che i più grandi giacimenti di petrolio siano già stati scoperti. Rimangono solo piccoli giacimenti da scoprire, per cui è necessario che ogni anno siano fatte maggiori ricerche per soddisfare i livelli sempre crescenti di produzione.

Il problema però non è costituito soltanto dalle riserve ma è necessario anche un grande quantitativo di capitale. L'International Energy agency qualche anno fa aveva stimato che per il periodo 2001/2030, il mondo avrebbe avuto la necessità di investire \$16 trilioni in infrastrutture per l'energia per soddisfare la domanda. Il settore petrolifero dovrebbe renderne conto per \$3 trilioni. Per portare a termine questo livello di investimento, l'industria dovrà far ricorso a molte risorse del capitale finanziario.

Dato che sin dal 2004, le compagnie nazionali petrolifere hanno registrato profitti record e quindi sono aumentate le loro riserve di denaro, le finanze interne sono diventate un'opzione proficua ed è probabile che possano accedere ai mercati del capitale mondiale per finanziare le infrastrutture a condizioni più favorevoli.

Le NOC sono in una posizione più debole rispetto ai mercati finanziari. La loro relativa inefficienza nel

trasformare il petrolio in profitti non permette loro di ricevere condizioni favorevoli dai mercati finanziari internazionali. I loro impegni verso la tesoreria nazionale per finanziare i programmi di benessere sociale, insieme al prezzo di vendita dei loro prodotti nel mercato interno, non permette loro di accedere a sufficienti guadagni per finanziare ottimali livelli di esplorazione e sviluppo delle risorse petrolifere.

Se queste potessero accedere più facilmente nei mercati finanziari mondiali, si potrebbe non solo spronare un investimento di capitali per la fase di upstream ma anche fornire benefici alle compagnie e al loro confronto col mercato globale. Tra l'altro con un'esposizione delle compagnie petrolifere nazionali sui mercati finanziari internazionali, si potrebbe ottenere un adeguamento di queste agli standards internazionali e una maggiore trasparenza negli affari.

Il riconoscimento del crescente dominio mondiale delle compagnie petrolifere nazionali, ha portato alcuni esperti a considerare ciò un argomento di sicurezza energetica. La crescente forza delle compagnie nazionali petrolifere implica la diminuzione dell'importanza delle compagnie nazionali private. Questa dinamica potrebbe trasformare la reazione del mercato ai segnali di domanda e offerta. Un pensiero della corrente politica è “Let the market take care of it”, per cui un cambiamento nel modo in cui il mercato

lavora potrebbe richiedere importanti cambiamenti nelle politiche delle nazioni consumatrici di petrolio. Il successo di molte misure economiche politiche, create per modificare i risultati del mercato, richiede probabili azioni sia da parte di coloro che domandano il prodotto che da quelli che lo forniscono. Di conseguenza, se i Paesi importatori di petrolio credono che l'importanza crescente delle compagnie petrolifere nazionali sia una potenziale minaccia alla loro abilità di guadagnarsi l'accesso alle forniture desiderate, non solo gli importatori dovrebbero far cambiare il comportamento delle compagnie petrolifere nazionali, ma potrebbero anche cambiare le loro strategie energetiche. Gli elementi chiave in questa politica di domanda sono ben conosciuti. Essi includono la diversificazione della fornitura base, così che i problemi politici potenziali siano meno probabili e che risultino nel danno economico attraverso una ridotta fornitura. Le nazioni importatrici di petrolio potrebbero anche usare la loro influenza politica per incoraggiare le compagnie nazionali e i loro governi a cambiare i loro comportamenti e a migliorare la loro efficienza rispondendo ai segnali del mercato per lo più come società private. Se le compagnie petrolifere nazionali dovessero avere il bisogno di accedere ai mercati finanziari internazionali più regolarmente, questo sarebbe solo il risultato naturale delle esposizioni alle richieste dei prestatori. A un livello più politico, i governi potrebbero cercare di incoraggiare i

governi delle compagnie nazionali petrolifere per ridurre il loro intervento nelle decisioni operative delle compagnie⁸⁴.

4. I mercati di scambio del petrolio e i sistemi di benchmarking.

Dalla fine della Seconda Guerra Mondiale ad oggi il prezzo degli idrocarburi e i sistemi usati per determinarlo sono stati oggetto di costante interesse. Dapprima sono state le Sette Sorelle a imporsi sul mercato, con dei prezzi sui

84 Per la redazione di questo paragrafo sono stati consultati:

S.M. AL-FATTAH, *The role of National Oil Companies in the Petroleum Industry*, USAEE working paper No.13-137, Social Science research network, 2013.

R.PIROG, *The role of National Oil Companies in the International Oil Market*, Congressional Research Service, 2007.

A.MYERS-JAFFE, *The International Oil Companies*, The James Baker Institute for public policy, 2007.

F.R.WYANT, *The role of multinational Oil Companies in world energy trade*, Annual Reviews Energy, 1977.

B.SHAAD, E.WILSON, What role for international oil and gas companies?, International Institute for Environment and Development.

M.P.MABABAYA, *The role of multinational companies in the Middle East: the case of Saudi Arabia*, University of Westminster, 2002.

prodotti destinati alle nazioni in via di ricostruzione dopo le distruzioni della guerra, che hanno scontentato molti governi. Successivamente con la comparsa dell'OPEC si è instaurato un vero e proprio dominio, basato sull'imposizione di un prezzo di cartello, così quando il petrolio ha iniziato a scarseggiare, i paesi esportatori hanno cominciato a esercitare un ruolo dominante sul mercato, dopo la Guerra del Kippur e l'embargo arabo del 1973. Il regime di monopolio di fatto che si è creato, però divenne la stessa causa della crisi dei Paesi esportatori, perché la produzione era talmente veloce e prolifica da superare la richiesta di greggio e prodotti finiti, causando così il crollo del prezzo del petrolio.

L'emergere del regime attuale del prezzo del petrolio non può essere compreso separatamente da quelli precedenti. Il sistema attuale è emerso in risposta a importanti sviluppi che hanno trasformato il mercato del petrolio negli anni '70 e '80 e alle crisi che hanno causato l'abbandono di regimi precedenti. È importante sottolineare che ogni sistema dei prezzi del petrolio è stato associato ad uno specifico concetto di prezzo .

Sin dall'inizio dell'era del petrolio in Medio Oriente fino ai primi anni '70, i paesi produttori di petrolio della regione OPEC non hanno partecipato alla produzione o alla fissazione dei prezzi del greggio, ma semplicemente ricevevano un flusso di reddito attraverso royalties e

tasse. In realtà, i governi ospiti hanno agito solo come venditori di concessioni in competizione per la produzione di petrolio greggio. Il regime dei prezzi del petrolio associato al sistema delle concessioni che ha prevalso nel terzo mondo fino alla metà degli anni '70, è stato incentrato sul concetto del posted price. Questo è servito solo come un parametro fiscale che è stato utilizzato per calcolare le tasse e le royalties che dovevano ottenere gli Stati ospiti per ogni barile di greggio. Oggi i prezzi spot, i prezzi di trasferimento e i prezzi dei contratti a lungo termine non potrebbero svolgere un ruolo così fiscale.

Dopo il crollo del sistema OPEC i Paesi esportatori di petrolio hanno adottato un tipo di prezzo che faceva riferimento all'andamento mercato. Il calo della domanda di petrolio a metà degli anni '80, causato da una recessione economica mondiale e dalla crescita della produzione non OPEC di greggio, che rispondeva agli elevati prezzi del petrolio e sfruttava le nuove tecnologie, ha rappresentato la sfida maggiore per i prezzi imposti dell'OPEC ed è stato la causa del suo declino.

Le nuove scoperte in Paesi non OPEC ha fatto sì che una notevole quantità di petrolio ha cominciato a raggiungere il mercato internazionale. Questo aumento di fornitura ha comportato inoltre un aumento del numero e della varietà dei produttori di petrolio greggio, che stavano modificando i prezzi in linea con le condizioni di mercato dimostrando di

essere più competitivi. I nuovi fornitori, che finirono per avere più greggio di quanto era richiesto, si assicuravano la vendita di tutta la loro produzione praticando prezzi inferiori a quelli imposti dall'OPEC. Sotto queste pressioni, i disaccordi all'interno dell'OPEC hanno cominciato ad emergere e per un periodo gli Stati ad esso appartenenti fissarono due prezzi diversi.

Alla fine degli anni '80 molte compagnie praticavano già un sistema di calcolo del prezzo che faceva riferimento al mercato, di conseguenza anche l'OPEC dovette arrendersi, abbandonare il prezzo di cartello e adattarsi alla nuova situazione; per la prima volta tale sistema era stato adottato dalla compagnia petrolifera Messicana PEMEX nel 1986. In seguito ha ricevuto un ampio consenso dalla maggior parte dei Paesi esportatori di petrolio e nel 1988 è diventato il metodo principale per l'indicazione dei prezzi del petrolio greggio nel commercio internazionale.

Il metodo si basava su una formula che teneva in considerazione, per stabilire il prezzo, il mercato piuttosto che essere un prezzo stabilito a priori, e la scena del mercato petrolifero era pronta per una tale transizione. La fine del sistema di concessione e la nazionalizzazione, che ha rallentato le forniture di petrolio delle multinazionali, ha posto le basi per liberi accordi e scambi al di fuori di queste aziende, inoltre l'emergere di molti fornitori e molti acquirenti ha ulteriormente aumentato la necessità di

accordi di questo tipo. Il petrolio greggio non è una merce omogenea. Per comprendere bene il sistema che si è, successivamente costituito, bisogna premettere che ci sono vari tipi di greggio sul mercato internazionale con differenti qualità e caratteristiche che determinano anche le varie differenze di prezzo. Il petrolio greggio è di scarsa utilità prima della raffinazione e nel mercato può essere anche scambiato con i prodotti finiti richiesti dai consumatori. Tra le varie qualità di greggio il più caro è denominato "light crude oil" che prevede una raffinazione più semplice ed ha una maggiore predisposizione ad essere trasformato nei prodotti più richiesti. E' proprio sulla qualità del greggio che si basa il mercato del petrolio, infatti, il prezzo di solito è fissato come più o meno alto rispetto ad un prezzo di riferimento; nel nostro mercato è indicato con il nome di "*benchmark*". Ovviamente non bisogna pensare che le differenze in termini di qualità del greggio siano l'unico fattore determinante per il prezzo, infatti se così fosse il prodotto di maggior qualità dovrebbe in ogni caso avere il prezzo più alto, e invece i prezzi cambiano continuamente. Questa struttura si è costruita nel Mare del Nord attorno al petrolio Brent ma, mentre nei primi anni '80 il mercato Brent riguardava solo i contratti spot e i contratti forward con scadenza di 15 giorni, alla fine degli anni '80 vi erano anche contratti futures quotati alla Borsa di Londra nell'"International Petroleum Exchange" così come gli oil Swaps; questi ultimi furono

introdotti in seguito e consistevano in un contratto stipulato fra due controparti che si scambiano nel tempo un flusso di pagamenti indicizzati al cambiamento delle quotazioni del petrolio da un lato e a un tasso fisso dall'altro.

Accanto al mercato che prende come riferimento il Brent, se ne è costituito un altro negli Stati Uniti il cui petrolio benchmark era il West Texas Intermediate. Due tipi di contratti future, quello della NYMEX per il greggio light e il contratto della IPE per il Brent, dominano il mercato dei future sul petrolio. Il greggio WTI ha cominciato ad essere scambiato presso la Borsa mercantile di New York dal 1983 ed è cresciuto da allora fino a diventare un contratto futures il cui prezzo è un riferimento per molto del greggio che oggi viene commerciato. Il prezzo differenziale di un benchmark è impostato indipendentemente da ogni Paese produttore di petrolio. Poiché però il processo di calcolo del prezzo differenziale comporta un periodo di ritardo e si basa su informazioni e dati vecchi, spesso non riflette le reali condizioni di mercato. Nel caso di più transazioni nell'ambito di un contratto a lungo termine, infatti, gli acquirenti possono essere compensati dai venditori regolando il differenziale per le successive spedizioni di greggio. Questo processo continuo di adeguamento dei differenziali è inevitabile dato che l'impostazione del differenziale si basa su dati ritardati. Al centro del

"formulae pricing" c'è l'identificazione del prezzo dei principali benchmark, come West Texas Intermediate (WTI), Brent e il Dubai. I prezzi di questi greggi di riferimento, sono al centro del sistema dei prezzi del petrolio e sono utilizzati dalle compagnie petrolifere e dai traders per prezzare i carichi nei contratti a lungo termine o in operazioni sul mercato a pronti; da banche e società per l'insediamento di strumenti derivati come i contratti di swap; e da parte dei governi per le relative tasse. Dato il ruolo centrale che il benchmark gioca, è importante evidenziare alcune delle caratteristiche principali dei benchmark più utilizzati. In primo luogo, a differenza del mercato dei futures dove i prezzi sono osservabili in tempo reale, i prezzi riportati di benchmark sono "identificati" o prezzi "valutati" da parte di agenzie di segnalazione dei prezzi del petrolio, delle quali le due più importanti sono la Platts e l'Argus⁸⁵. Queste valutano i prezzi sulla base delle informazioni che hanno raccolto osservando accordi già conclusi, il tipo di offerte e di offerenti, e in mancanza di questi, altre informazioni private e pubbliche raccolte dai mercati finanziari. Ad ogni modo, il prezzo del petrolio, così come il prezzo di riferimento di altre materie prime, formandosi prevalentemente nelle Borse merci, dove le negoziazioni avvengono in base a specifici standard

⁸⁵ Platts e Argus sono dei provider di informazioni sull'energia e sui metalli e servono come fonte di valutazioni di benchmark nei mercati energetici fisici.

qualitativi, presenterà una differenza tra il *prezzo spot* e il *prezzo future*. I prezzi spot riguardano transazioni a pronti di merci che sono effettivamente destinate a consumi industriali o all'intermediazione commerciale, mentre i prezzi future si riferiscono in larga misura a contratti a termine, di acquisto o di vendita di lotti di merce che produttori, grossisti, o semplicemente speculatori effettuano senza avere l'intenzione di ritirare o consegnare la merce a scadenza, ma al solo scopo di far proprio un guadagno commisurato alla differenza esistente tra il prezzo inizialmente contratto e quello formatosi al termine.

Ciò ha portato al consequenziale sviluppo di una struttura complessa dei mercati petroliferi che prevede una serie di strumenti come gli “spot”, cioè contratti a effetti immediati con pagamento in contanti e contestuale consegna del prodotto, le opzioni, altri mercati dei derivati, ma soprattutto i “physical forward” e i “futures”, forse i più importanti. Questi fondamentalmente, hanno la stessa funzione: entrambe le tipologie di contratti permettono alle persone di acquistare o vendere un tipo specifico di prodotto in un determinato momento e ad un determinato prezzo. Tuttavia, è nei dettagli specifici che tali contratti differiscono. Prima di tutto, contratti futures sono contratti standardizzati, mentre i contratti forward sono accordi privati tra due parti e non sono così rigidi nei loro termini e nelle condizioni indicate. In secondo luogo, i dettagli

specifici riguardanti il perfezionamento e la consegna sono ben distinti, perchè per i contratti forward il perfezionamento si verifica alla fine del contratto, mentre i contratti future seguono il mercato di giorno in giorno, fino alla fine del contratto e il perfezionamento può avvenire all'interno di un intervallo di date.

In tutti i casi comunque la consegna fisica del petrolio greggio è organizzata sia attraverso lo spot market sia attraverso contratti a lungo termine:

1) Il mercato spot viene utilizzato per comprare e vendere il petrolio greggio attraverso contratti non a lungo termine ed è più frequente per le operazioni una tantum. Data la ovvia impossibilità di una consegna immediata però, le operazioni a pronti, possono concludersi anche da 45 a 60 giorni dopo e per quanto riguarda il prezzo le parti possono stabilirlo contestualmente all'accordo o nel momento in cui il carico di petrolio è pronto.

2) I contratti a lungo termine sono negoziati a livello bilaterale tra acquirenti e venditori per la fornitura di una serie di spedizioni di petrolio e per un determinato periodo di tempo, solitamente uno o due anni. In questo tipo di accordo le parti devono specificare tutti gli aspetti, come i volumi di greggio da consegnare, i tempi di consegna, le azioni da intraprendere in caso di default, cioè in caso di insolvenza di una parte, ma soprattutto il metodo che deve

essere utilizzato per calcolare il prezzo⁸⁶.

La NYMEX ha lanciato i suoi contratti futures nel novembre 1986 e poco dopo, a maggio, fece lo stesso la IPE. Per entrambi i contratti di opzione l'attività finanziaria sottostante è un contratto futures. Così, il mercato delle opzioni rappresentano un ulteriore livello di mercati Brent e WTI che si basano sui futures che a loro volta si basano sul mercato spot. E' importante notare che queste cifre includono solo i contratti di opzione negoziati in borsa e non tengono conto di quelli negoziati "Over-the-counter", cioè al di fuori della Borsa. I contratti di opzione negoziati al di fuori sono negoziati per essere su misura per il cliente e, quindi, danno maggiore flessibilità ai partecipanti al mercato, per esempio, consentendo una scadenza più lunga. Il volume dei contratti di opzione negoziati sul mercato OTC non è noto, ma si crede che sia molto più grande di quelli negoziati in borsa. Oltre ai futures e alle opzioni nel mercato, il 1990 ha visto la nascita di un mercato degli swap del greggio molto attivo. Gli swap forniscono strumenti aggiuntivi per gli speculatori per un tipo specifico di rischio, il rischio associato alla variazione del differenziale di prezzo tra il prezzo spot al momento del perfezionamento del contratto e il prezzo del primo mese in avanti al momento del regolamento del commercio fisico.

86 Cfr. R.MABRO, *Oil in the 21st Century: Issues, Challenges and Opportunities*, Oxford University Press, 2006.

Questo tipo di rischio assume una particolare importanza nel mercato Brent per le sue peculiarità logistiche. Questi swap del greggio insieme ai contratti di Brent e forwards sono strumenti per la gestione del rischio per il commercio di petrolio greggio⁸⁷.

4. 1. Il Brent

Durante la crisi dell'OPEC, in quel momento e in quel contesto di crisi, dal Mare del Nord è arrivata la soluzione alternativa per fissare il prezzo del petrolio in un contesto di libero mercato. Nel luglio del 1986, a un anno di distanza dalla dichiarazione di Yamani⁸⁸, la Shell Uk pubblicò il 15 day Brent contract. Per la prima volta il prezzo del greggio, il Brent, fu ancorato a una sorta di borsa petrolifera, dove potevano giocare un numero selezionato di operatori, che contribuivano a definire giorno per giorno il livello del prezzo. Ovviamente questo sistema non aveva ancora una portata mondiale ma si limitava al nord Europa. Tuttavia in pochissimo tempo diventò lo strumento di riferimento nella piazza di Londra, dove tutte le società di

87 Cfr. B.FATTOUH, *An Anatomy of the Crude Oil Pricing System*, Oxford Institute for Energie Studies, Oxford, 2011.

88 Nel 1985 il Ministro del Petrolio dell'Arabia Saudita Ahmed Zaki Yamani, dichiarò, infatti, che avrebbe aumentato la produzione facendo scendere il prezzo fino a 15\$ al barile.

trading petrolifero legate alle grandi compagnie avevano la propria sede e svolgevano le proprie attività. In questo scenario ogni singolo evento mondiale, ogni forma di tensione del Medio Oriente, e ogni decisione dei Paesi OPEC nell'atmosfera londinese diventava aspettativa di mercato e spingeva il Brent in alto o in basso interagendo positivamente o negativamente con i livelli di prezzo dei greggi dei Paesi OPEC.

Il mercato Brent, del Mare del Nord, è una tappa centrale nel sistema corrente dei prezzi del petrolio. I prezzi generati nel complesso Brent costituiscono i principali benchmark su cui si basa, direttamente o indirettamente, il prezzo del 70% del commercio internazionale del petrolio. Dai primi anni '80, il mercato Brent era solo quello dello "spot market", cioè della vendita con contestuale consegna della merce, nel frattempo è cresciuto in complessità ed è attualmente costituito da un gran numero di strumenti tra cui i future e gli swap. Il mercato Brent non è stato pre-progettato e si è evoluto diventando più complesso per sopperire alle esigenze dei partecipanti al mercato. Un certo numero di caratteristiche particolari ha favorito la scelta di Brent come punto di riferimento.

La posizione geografica del Mare del Nord, che è vicino ai centri di raffinazione di Europa e Stati Uniti costituisce un vantaggio in più rispetto agli altri bacini. Il greggio Brent è a base acquosa e viene trasferito facilmente tramite

cisterne sia alle raffinerie europee sia, quando consentito, a quelle degli Stati Uniti. Inoltre la legge fiscale sul Mare del Nord britannico del 1979 incentivava la produzione nel mercato spot, dal quale poi è derivato un autonomo mercato attivamente negoziato in Brent. Ovviamente non era l'unico esemplare nel suo genere, greggi simili potevano essere trovati anche in altre regioni, soprattutto nei Paesi del Golfo che detenevano una delle più grandi produzioni⁸⁹. Il volume di produzione, anche se importante, non è stato il fattore determinante lo è stato invece il regime legale, fiscale e regolamentare. La valutazione del petrolio a fini fiscali nel Regno Unito, infatti, si basava sul prezzo di mercato. In un'operazione a condizioni di mercato, i prezzi si ottenevano calcolandoli in base a quelli realizzati per affari dello stesso tipo nel mercato in quel momento. Se, per esempio, del petrolio era stato trasferito all'interno di un sistema integrato verticalmente, allora le autorità fiscali assegnavano un prezzo, a quella transazione, valutandola in base a prezzi di affari paragonabili e contemporanei. Fino al 1984, si teneva in considerazione il prezzo ufficiale della Oil British National

89 Vedi. P.HORSNELL, *Oil Pricing Systems*, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford, 2000.

Vedi. P.HORSNELL, R. Mabro, *Oil Markets and Prices: The Brent Market and the Formation of World Oil Prices*, Oxford University Press, Oxford, 1993.

Corporation⁹⁰, però a causa della tassazione differenziata tra le fasi di upstream e quelle di downstream (che aveva una tassazione più bassa), il regime fiscale non era neutrale e influenzava la decisione delle compagnie petrolifere, che svolgevano tutte le fasi produttive. Infatti, quando il prezzo spot, era inferiore al prezzo ufficiale della BNOC, le compagnie petrolifere avevano l'incentivo a vendere il proprio greggio a prezzo di mercato e acquistare il greggio necessario per le proprie raffinerie da un altro venditore, quando il prezzo spot era superiore rispetto al prezzo di riferimento le compagnie petrolifere erano invece incentivate a tenersi il petrolio e utilizzarlo nelle proprie raffinerie.

Dopo l'abolizione della BNOC, il progetto di valutazione delle transazioni delle compagnie è diventato più complesso e il prezzo nelle transazioni che non si basavano sul mercato doveva essere calcolato sulla base del prezzo medio dei contratti precedenti quell'affare. A quel punto, il mercato dei 15 day contracts si era stabilizzato e si espandeva velocemente come i vari operatori di mercato,

⁹⁰ La BNOC è una società che è stata originariamente costituita nel 1975 come il British National Oil Corporation (BNOC), un corpo nazionalizzato, ai sensi del Petroleum & Submarine Pipelines Act del 1975 e il suo obiettivo era quello di mantenere adeguati livelli di fornitura di petrolio. L'attività di BNOC è stata trasferita alla nuova società, Britoil, nel mese di agosto 1982. Le azioni della società sono stati poi rilasciati sulla Borsa di Londra in due fasi nel 1982 e 1985. La società è stata acquistata dalla British Petroleum nel 1988.

tra cui le compagnie petrolifere, commercianti, e raffinatori⁹¹.

Ma in cosa consiste il contratto 15 days non è stato ancora chiarito.

Il mercato fisico della miscela Brent è sostanzialmente formato da due tipi di negoziazioni, l'una nota come Brent datato che è una normale transazione ad esecuzione immediata, l'altra chiamata Brent a 15 giorni, invece si riferisce ad un cargo standard che il venditore metterà a disposizione dell'acquirente in un giorno non specificato del mese di consegna. Entrambi i contratti hanno resa F.O.B, Free-on-Board⁹², per cui partenza, assicurazione e perdite in viaggio sono a carico del compratore, mentre dei danni al terminale risponde il venditore.

Dei due tipi di contratto sul mercato fisico, sicuramente merita maggiore attenzione il contratto-tipo Brent 15 giorni, della Dell UK. Questo è regolato dalla legge inglese e le parti sono sottoposte alla legge dei tribunali inglesi

91 Cfr. B.FATTOUH, *Oil Market Dynamics through the Lens of the 2002-2009 Price Cycle*, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford, 2009.

92 In base alla clausola F o b. al carico del venditore ci sono tutte le spese del trasporto fino all'imbarco compresi i costi di questo, dei documenti e delle licenze per l'esportazione, e dei documenti utili per le operazioni doganali. Tutte le altre spese invece sono a carico dell'acquirente, compresa l'assicurazione.

perché è esplicitamente esclusa l'applicazione della convenzione ONU per la vendita internazionale di beni, e anzi le parti devono assicurarsi che il contratto non contravvenga al United Kingdom Financial services Act del 1986⁹³.

I contratti a 15 giorni sono conclusi sempre da due parti e sempre con riferimento ad un dato mese di consegna. E' importante rendersi conto che uno dei motivi per il continuo successo del mercato Brent a 15 giorni è il regime fiscale che opera sulla piattaforma continentale del Regno Unito. Le tasse sul petrolio sono a carico delle società produttrici sulla base del prezzo di mercato del petrolio. Nel caso di una transazione di un terzo in buona fede, il prezzo di riferimento fiscale è il prezzo della transazione. Ma nel caso di trasferimenti interni tra la società di produzione e quella di raffinazione , controllate dalla stessa società integrata, il prezzo di riferimento fiscale per un determinato mese è calcolato come una media, dall'ufficio britannico per le tasse petrolifere, lo UK Office of Oil Taxation (OTO), di tutto un periodo di

93 Il United Kingdom Financial services Act è una legge del Parlamento del Regno Unito che è entrata in vigore nel mese di aprile del 1988. Tra i suoi principali obiettivi vi erano quelli di regolare l'attività di investimento, fornendo agli investitori una maggiore protezione, e di promuovere una maggiore concorrenza nel settore. Questi obiettivi dovevano essere raggiunti tramite la Securities and Investment Board e la sua Self-Regulating Organizations. Le disposizioni della legge del 1986 sono state poi modificate dal Financial Services and Markets Act del 2000. Dictionary of Finance and Banking, Oxford Reference.

scambio di 45 giorni, valutata attraverso le informazioni fornite dalle aziende. In un mercato in calo, le differenze tra i due metodi di valutazione fiscale di un carico spingono le aziende integrate a vendere a terzi, dal momento che dall'OTO il prezzo medio è valutato in ritardo rispetto al mercato; questo è noto come "Tax Spinning" e viene utilizzato per evadere le tasse che realmente andrebbero pagate. Il governo britannico valutando che le entrate fiscali a causa di tale meccanismo erano in diminuzione, ha introdotto un sistema di norme rigide per cercare di arginare il fenomeno. Dal gennaio 1993 le aziende hanno solo 24 ore di tempo per decidere se assegnare un carico, in un accordo Brent di 15 giorni, per fini fiscali. Naturalmente l'inverso si applica se i prezzi sono in aumento, anzi in questo modo è più probabile che vi sia più prodotto immediatamente disponibile (dated) in un mercato in calo rispetto a un mercato in crescita.

Come è ormai noto, al Brent, in quanto benchmark, sono legati la stragrande maggioranza dei greggi, quelli del bacino Atlantico, ad esempio, sono attualmente prezzati utilizzando formule che sono esplicitamente legate al Brent, così come lo sono molti greggi del Golfo Arabo a

seguito di uno stretto arbitraggio⁹⁴ tra il mercato del Brent a 15 giorni e il mercato del greggio Dubai. Anche se la maggior parte delle formule di prezzo sono di solito basate su Brent datato invece di 15 giorni Brent, la necessità di coprire il valore dei carichi durante il trasporto, significa che molte aziende utilizzano il mercato Brent forward per coprire una vasta gamma di greggi sia nel bacino Atlantico sia nei mercati del Golfo arabo. Tuttavia in base all'entità del rischio non erano adatti né i contratti Brent 15 giorni e nemmeno i Brent datati, così si arrivò allo sviluppo di un mercato intermedio attivo nei "Contracts for Differences" (CFD) per fornire alle aziende uno strumento di copertura più accurato. I CFD sono un puro strumento finanziario, uno swap price, cioè una copertura per il rischio di un cambiamento di valore piuttosto che un vero e proprio contratto a termine, ma sono ampiamente usati come un'estensione del mercato Brent 15 giorni. I CFD sono normalmente negoziati in relazione a periodi di consegna

94 L'arbitraggio è un comportamento che consente di trarre profitto da situazioni di incoerenza nel sistema dei prezzi o di differenziazioni regolamentari o fiscali fra entità istituzionali o territoriali. Comprende una vasta gamma di possibili applicazioni. La più semplice è legata all'esistenza di prezzi diversi per un unico bene su differenti mercati. L'arbitraggista compra il bene sul mercato dove il prezzo è più basso e lo rivende in quello dove è più alto, lucrando la differenza. La teoria economica tende a escludere il persistere di tali situazioni; sarebbe proprio l'attività degli arbitraggisti a eliminarle, aumentando la domanda dove il prezzo è minore e l'offerta dove è maggiore, generando così una tendenza al riequilibrio dei prezzi, in *Enciclopedia di Economia e Finanza*, Treccani, 2012.

settimanali e sono regolati sulla base della media delle quotazioni dei prezzi permettendo alle aziende di acquistare e vendere greggio a prezzi relativi al Brent Dated per controllare la loro esposizione al continuo mutamento del differenziale tra i mercati dei Brent datati e quelli a 15 giorni⁹⁵. In questo modo l'acquirente si trova tutelato non solo dalle oscillazioni di prezzo del greggio in generale, ma anche dagli eventuali divari di valore tra il Brent datato e quello a 15 giorni, che potrebbero minare i benefici della garanzia. L'introduzione dei CFDs ha cambiato la struttura del mercato Brent creando un'importante attività di trading parallelo attirando l'interesse delle banche di Wall Street e delle principali compagnie petrolifere. I CFDs sono stati introdotti dalla Shell e dalla British Petroleum e sono ancora regolate in base ai termini della Shell.

In conclusione possiamo affermare che lo studio del sistema costruito attorno al Brent è imprescindibile per comprendere i meccanismi di funzionamento dei mercati petroliferi. Del resto i soggetti partecipanti al mercato di questo marker del prezzo sono soggetti direttamente

95 Vedi. C.MILLER, B.McLAUGHLIN, M.DAVIS, D.PRATT, *Ice Brent crude oil*, paper, www.theice.com

Vedi. C.MILLER, B.McLAUGHLIN, M.DAVIS, D.PRATT, *Ice Brent crude oil*, paper, www.theice.com in DAVID HAWDON, *The Changing Structure of the World Oil Industry*, Croom Helm Ltd.

coinvolti o comunque con grandi abilità tecniche nel settore. Innanzitutto sono coinvolte le compagnie petrolifere che producono greggio nel Mare del Nord, le raffinerie europee e statunitensi e le banche d'investimento di Wall Street particolarmente interessate, più che ai contratti Brent a 15 giorni, agli swaps e alle options. Una delle investment bank più coinvolte in questi mercati è la J.P.Morgan, una società finanziaria di New York, tra l'altro coinvolta in una serie di scandali riguardanti manipolazioni dei mercati.

4. 2. Il WTI

Il West Texas Intermediate (WTI) è il benchmark principalmente utilizzato per stabilire i prezzi delle importazioni di petrolio negli Stati Uniti, il più grande consumatore di petrolio del mondo. La maggior parte del petrolio greggio ha un prezzo stabilito dal sistema Brent, ma il contratto future del "Light Sweet", cioè la tipologia a cui appartiene il greggio West Texas Intermediate, è uno dei contratti sulle materie prime più attivamente scambiati. Il WTI è sicuramente il greggio più conosciuto degli Stati Uniti, ma oltre ad esso ve ne sono altri che con questo coesistono, uno di questi è il Light Sweet Louisiana (LLS) che è diventato il punto di riferimento locale per il "petrolio

dolce"⁹⁶ della Costa del Golfo degli Stati Uniti. Nella stessa zona anche altri tipi di prodotto sono poi importanti come i greggi medi e quelli acidi come il Mars e il Poseidon, prodotti al largo della Louisiana e il Green Canyon prodotto off-shore in Texas. Sulla base di operazioni in questi tre flussi di greggio deriva dall'agenzia Argus il *Sour Crude Index*, che determina il prezzo del greggio importato nei contratti a lungo termine ed è uno strumento utile per i compratori, aziende e dai soggetti interessati. L'agenzia Platts pubblica un indice simile noto come *America's Crude Marker* che incorpora anche i prezzi altre tipologie di greggio come il Southern Green Canyon e Thunder Horse.

Gli Stati Uniti detengono sono una dei più grandi produttori di petrolio al mondo. Detengono il 5% della produzione mondiale, un gran numero di raffinerie e il Cushing uno maggiori centri di stoccaggio e smistamento dei barili del mondo, importante anche per essere determinante per la conoscenza dei prezzi del WTI al NYMEX. Anche se una grande varietà di greggi è prodotta negli Stati Uniti, il mercato del WTI assume una particolare importanza nel mercato globale del petrolio e nei mercati finanziari dal

96 Il petrolio dolce è una qualità di petrolio chiamata così per i bassi contenuti di zolfo che ne rendono piacevole l'odore oltre che dolce il sapore; nel 19° sec era fondamentale per i ricercatori, per determinare la qualità del greggio, assaggiarne piccole quantità. Questa qualità di petrolio inoltre presenta bassi contenuti di solfato di idrogeno e diossido di carbonio e viene utilizzato per la produzione di nafta, cherosene e diesel di alta qualità.

momento che ad esso è collegato il contratto future del Light Sweet Crude Oil, un contratto di grande riferimento nel mercato petrolifero. Va notato tuttavia però che il commercio intorno al Cushing e il relativo mercato forward esistevano già prima della creazione del mercato dei futures.

Tale mercato, infatti, esisteva in parallelo al mercato dei futures intorno alla fine degli anni '80 e primi anni '90, però, a differenza del mercato Brent, in questo caso da quando i futures hanno cominciato a crescere, man mano è diminuita la necessità dei contratti forward e il relativo mercato con il tempo si è estinto⁹⁷.

Questo mercato forward è stato conosciuto come il "WTI Cash Market" e un suo ultimo residuo ora esiste solo nei 3 giorni tra la scadenza dei futures e la pianificazione gasdotto il 25 di ogni mese.

Il WTI è una miscela di petrolio greggio prodotto nei campi del Texas, del New Mexico, dell'Oklahoma e del Kansas, è un greggio che viene distribuito attraverso gli oleodotti di Cushing in Oklahoma. Come nel caso del Brent, il mercato

97 Vedi. PLATTS, *The global oil market*, Industry solution paper, McGraw-Hill, 2010.

Vedi. K.D.MILLER, M.T.CHEVALIER, J.LEAVENS, *THE ROLE OF WTI AS A CRUDE OIL BENCHMARK*, Purvin&Gertz.inc, 2010.

Vedi. VERLEGER, *Explaining the 2008 Crude Oil Price Rise*, 2008, www.pkverlegerllc.com

Vedi. D.YERGIN, *It's Still the One*, Foreign Policy, 2011.

WTI è caratterizzato anche da un gran numero di produttori indipendenti che vendono il petrolio greggio ad una vasta clientela. Tuttavia, a differenza del Brent che è a base acquosa, il WTI è un greggio da oleodotto che crea più difficoltà per il suo stoccaggio e la sua gestione, mentre il Brent è flessibile e quindi esportabile e più rispondente alle condizioni di negoziazione nell'emisfero occidentale. Queste condizioni tra l'altro possono ridurre l'attrattiva del WTI come un punto di riferimento mondiale o anche come punto di riferimento degli Stati Uniti, essendoci altri mercati che risultano più convenienti. Pochi strumenti sono emersi attorno al WTI, il più importanti dei quali sono i contratti future, le opzioni e i derivati Over the Counter. Il contratto futures è stato quotato dal 1983 presso il New York Mercantile Exchange, adesso, in seguito all'acquisizione della Borsa di New York, è quotato presso il Chicago Mercantile Exchange⁹⁸. Fra il 1995 e il 2010, i volumi mensili di contratti scambiati è cresciuta ad una media annua del 15%. La maggior parte degli scambi avviene attraverso la piattaforma elettronica nota come GLOBEX⁹⁹, che permette un facile accesso al mercato da

98 La Chicago Mercantile Exchange è una borsa dei futures e si trova a Chicago, Illinois. La capogruppo, CME Group (CME), possiede anche la borsa Chicago Board of Trade, e la borsa New York Mercantile Exchange (NYMEX), anche se questi operano scambi indipendenti.

99 La CME Globex, è la prima piattaforma elettronica e globale di

qualsiasi parte del mondo e quasi ventiquattro ore al giorno. Una vasta gamma di giocatori di borsa sono attratti dal mercato dei futures comprese le imprese commerciali, come produttori, rivenditori e gli speculatori e una varietà di investitori finanziari e le contrattazioni, al NYMEX, avvengono con il sistema dell'Open Auction, cioè un'asta continua effettuata dagli operatori in un luogo fisico e combinata con una contrattazione elettronica possibile grazie a i più avanzati sistemi telematici. Dal mese di agosto 2010 WTI ha generalmente scambiato con uno sconto significativo rispetto al prezzo Brent e la ragione principale è stata il forte aumento della produzione di shale negli Stati Uniti nel corso degli ultimi dieci anni che ha portato adesso il WTI ad essere scambiato a un prezzo superiore a quello del Brent e potrebbe continuare a farlo. A differenza del contratto futures Brent che si basa sul meccanismo dell'Exchange For Physical che consente ai clienti di scambiare futures e le opzioni con la flessibilità e la certezza di un mercato over-the-counter, più la garanzia per la controparte di un mercato di scambio. Oltre ai

futures trading, è stato introdotto nel 1992 per integrare il sistema tradizionale al fine di migliorare l'efficienza di scambio ed estendere orari di negoziazione. Oggi, esso offre una possibilità di negoziazione di circa 23 ore al giorno, cinque giorni alla settimana. CME Globex è parte integrante del Chicago Mercantile Exchange. Con la Globex vengono scambiati circa l' 80% del volume giornaliero di contratti. *CME Globex Analysis*, www.wikinvest.com.

contratti futures e di opzione, un gruppo di strumenti finanziari OTC è collegato al sistema WTI permettendo ai partecipanti di utilizzare strumenti più personalizzati rispetto a quelli disponibili nel mercato futures. La maggior parte del greggio importato negli Stati Uniti e venduto nel mercato spot è legato al WTI ed è il mercato dei futures che imposta il livello dei prezzi, mentre il prezzo di riferimento stabilito dalle agenzie specializzate serve a comprendere i differenziali¹⁰⁰. È stato riconosciuto che il legame tra il benchmark WTI e il prezzo del petrolio nei mercati internazionali sia a volte dettato dalla logistica delle infrastrutture. In passato, il principale ostacolo logistico è stato come ottenere abbastanza petrolio in Cushing, Oklahoma. In molti casi, ciò ha determinato l'impossibilità per il WTI di raggiungere livelli elevati di utilizzo come altri parametri di riferimento internazionali tipo il Brent. Il problema è stato recentemente invertito. Mentre la capacità di ottenere petrolio in Cushing è aumentata principalmente grazie a un aumento delle importazioni canadesi, la capacità di esportare questo petrolio è molto più vincolata come lo stoccaggio presso il Cushing che è difficoltoso a causa dei pochi gasdotti in direzione sud verso il centro principale di raffinazione del

100Vedi. W.WATTS, *3 reasons U.S. oil is trading at premium to global benchmark*, Market watch publishing, 2015.

Per approfondimenti Vedi, www.asx.com

Golfo degli Stati Uniti. In alcune occasioni, questo ha portato a un accumulo di scorte più grande del previsto. Per esempio, nel 2007, a causa di problemi logistici, c'era un grande accumulo di scorte a seguito del quale il prezzo WTI e la crisi del credito ha causato una grave crisi del WTI rispetto al resto del mondo, del resto effetti negativi sui prezzi dati da tali complicanze logistiche sono molto diffusi. Tale comportamento delle differenze di prezzo però non implica che il mercato WTI sia inaffidabile, al contrario, i movimenti dei prezzi riflettono efficacemente le condizioni locali di richiesta di merce¹⁰¹. La maggior parte dei produttori latino-america, e fino a poco tempo anche alcuni produttori del Medio Oriente, utilizzano il WTI nel loro calcolo del prezzo dei contratti a lungo termine. Nel 2010, l'Arabia Saudita ha deciso di passare a un indice alternativo noto come Argus Sour Crude Index (ASCI) per le sue vendite negli Stati Uniti, che è calcolato sulla base degli scambi di tre tipi di greggio: Mars, Poseidon e Sud Green Canyon, che a differenza del WTI e del Brent non sono leggeri ma di media acidità. Queste greggi "sour", inoltre, non sembrano soffrire di problemi infrastrutturali e logistici che interessano il WTI, anche se le complicazioni

101Vedi. I.SKEET, *OPEC: Twenty Five Years of Prices and Politics*, Cambridge University Press. 1988.

Vedi. K.TANG, W.XIONG, *Index Investing and the Financialization of Commodities*, NBER Working Paper 16385, National Bureau of Economic Research, Inc.

potrebbero esserci in quanto i giacimenti di riferimento sono potenzialmente esposti agli uragani. E 'importante notare che, come altri punti di riferimento locali statunitensi, l' ASCI è legato comunque al WTI e attualmente commercia come differenziale di WTI. In un certo senso, il prezzo NYMEX del WTI è il prezzo fisso e l'ASCI, dopo averlo tenuto in considerazione, in congiunzione con altri mercati fornisce un riferimento per la valutazione greggio sour della Costa del Golfo ma non è destinato a sostituire il WTI come prezzo fisso. Questo spiega il motivo per cui gli strumenti derivati di nuova quotazione, quali futures, opzioni e over the counter riguardanti l'ASCI non hanno ottenuto alcuna liquidità a differenza della maggior parte degli "hedging" utilizzando il contratto WTI¹⁰².

102Cfr. K.REHAAG, *Disappearing Benchmarks: The Demise of the Market Indexed Pricing?*, IEA Energy Prices and Taxes, 1999 <http://data.iea.org/ieastore/assets/products/eptnotes/feature/4Q1999.pdf>

A.SEYMOUR, *The Oil Price and Non-OPEC Supply*, Oxford Institute for Energy Studies. 1990.

H.L.LAX, *Political Risk in the International Oil and Gas Industry*, Kluwer, 1983.

J.E.SPERO, J.A.HART, *The politics of International economic relations*, Wadsworth, 2010.

A.MUKHERJEE, H.SHUKLA, L.SLOOTSKY, M.HUAN, S.PERI, Z.YANG, *Modeling Oil spreads: An analytical study of WTI-Brent spread based on 20 years of history*, University of Cornell, 2006.

CAPITOLO III

IL DANNO AMBIENTALE DA SFRUTTAMENTO DEGLI IDROCARBURI

SOMMARIO: 1. I rischi derivanti dall'industria degli idrocarburi, 1.1. Le varie fasi della produzione e le loro conseguenze, 1.2. Lo shale gas e i pericoli derivanti dal Fracking e dall'Airgun, 2. Il danno ambientale: il concetto di Sviluppo Sostenibile nel diritto internazionale, 2.1. La responsabilità internazionale ed europea per danno provocato dagli idrocarburi, 3. L'introduzione delle valutazioni di impatto ambientale e delle valutazioni ambientali strategiche, 3.1. La giurisprudenza della Corte di Giustizia: Sent. 11 febbraio 2015, 4. La prassi applicativa in materia di responsabilità per danno ambientale: i casi BP, Shell, Texaco.

1. I rischi derivanti dall'industria degli idrocarburi

I danni ambientali come conseguenze di attività d'industria pericolose alle quali è stata dedicata un'attenzione insufficiente o semplicemente come accadimenti imprevedibili, hanno sempre acquisito rilevanza, come testimoniato dalla storia di molti Paesi, solo nel momento in cui si trasformano in veri e propri disastri. Non diversamente accade nel caso di conseguenze derivanti

dallo sfruttamento degli idrocarburi, infatti, solo dopo la recente catastrofe ambientale del Golfo del Messico è stato riproposto all'attenzione dell'opinione pubblica la tematica della prevenzione e gestione delle emergenze derivanti da attività industriali a rischio. Era necessario un caso dalla rilevanza emblematica per stimolare preoccupate riflessioni, a livello mediatico e politico, sul futuro della nostra società globalizzata, in particolare quando lo stesso sviluppo è tuttora dipendente in larga parte dai combustibili fossili e, quindi, dai rischi connessi al loro approvvigionamento e utilizzo¹⁰³. Non si può dire che le autorità internazionali non abbiano agito per creare un complesso normativo sufficiente diretto alla tutela dell'ambiente, però sembra che comunque in alcuni casi, per tutelare i propri interessi, molti protagonisti del mercato degli idrocarburi mettano l'ambiente in secondo piano.

Lo sfruttamento degli idrocarburi, come è stato già detto provoca danni su più livelli e in diversi ambiti e quindi non si può parlare di un unico settore ambientale danneggiato anche perché l'origine stessa del danno non è sempre la stessa, o meglio, bisogna specificare che alcuni tipi di conseguenze sono correlati ognuno a un diverso momento di uno stesso processo.

103A.RICCHIUTI, *Rischi di incidenti ambientali il petrolio è il primo imputato*, Ecoscienza, Arpa, 2010.

L'industria del petrolio e del gas è sempre stata l'incarnazione dell'impresa ad alto rischio nel perseguimento di un'alta ricompensa. I primi prospektori si avvalevano di strumenti rudimentali e poco efficaci per trovare il petrolio e spaccavano il terreno in massi con uno strumento che ricorda un trapano, ovviamente i fallimenti erano molto più comuni rispetto ai successi. Bruciare e disperdere nell'aria il gas naturale costituiva un grosso pericolo e anche produrre benzina e altri carburanti era un'attività che prevedeva molti rischi. Lo standard era di solo un pozzo esplorativo fruttuoso su dieci nel 1960 nonostante l'applicazione della tecnologia che per allora era la più moderna. L'evoluzione della storia dalle "Greatest Gamblers " (cioè i c.d. grossi giocatori d'azzardo) ad oggi è dovuta al fatto che l'industria ha spostato la sua attenzione sugli eventuali rischi che si corrono. Oggi il paradigma operativo per l'industria degli idrocarburi è più vicino a un modello di business che prevede uno stretto controllo della produzione rispetto a quella mentalità Boom Town di un tempo. Questo non vuol dire che l'alternanza di crescita e diminuzione della produzione accada più raramente con questo metodo o che non ci sia possibilità di rischio, comunque un'attività di questo tipo porta a raffrontarsi con periodi di guadagni ristretti nonostante il poco margine di errore.

1. 1. Le varie fasi della produzione e le loro conseguenze.

Alla luce di quanto appena detto, si capisce come l'obiettivo per le compagnie petrolifere e del gas sia quello di riuscire a gestire tutti i tipi di rischio al fine di tenere a freno i costi, anche se non è facile e soprattutto diventa un compito molto più arduo nella fase iniziale rispetto alle altre¹⁰⁴. Per comprendere meglio i danni che possono derivare dall'industria del petrolio, e avere più chiaro così il rapporto azione-reazione, è opportuno analizzare i tre diversi settori nei quali sono suddivise la produzione e le relative attività.

● La Fase di Upstream

La fase di Upstream è comunemente nota come la sezione Exploration & Production (E&P). Essa copre tutte le attività connesse alla ricerca, al recupero e alla produzione di petrolio greggio o di gas naturale dai giacimenti sotterranei o sottomarini. Questo settore comprende la

104Cfr. AA.VV., *How to Reduce Costs & Manage Risk in the Upstream Oil & Gas Industry with Enterprise Project and Portfolio Management Solutions*, Oracle White Paper, Redwood Shores CA, 2011.

trivellazione di pozzi esplorativi e successivamente l'attivazione dei pozzi che recuperano e portano il greggio o gas grezzo in superficie

- Esplorazione: L'esecuzione delle ispezioni geologiche e geofisiche sono necessarie per scoprire possibili siti produttivi, ciò comprende la ricerca di potenziali fonti di petrolio greggio e gas naturale sotterranei o sottomarini e prodromica a questa fase è ovviamente anche la gestione della stipulazione di contratti di concessione e di tutti gli accordi che ne derivano. Tali indagini però per quanto siano necessarie possono rivelarsi dannose perché è sempre incerto il risultato della ricerca e a ciò bisogna aggiungere che lunghe ricerche possono portare a alti costi.
- Produzione: E' la sottofase che deve essere studiata in modo da essere più efficiente e redditizia possibile, nel recupero del petrolio e del gas, attraverso l'impiego dei materiali, del tempo e del lavoro a disposizione. La raccolta e lo stoccaggio di petrolio e gas ma soprattutto il periodo dall'apertura di un nuovo pozzo al suo abbandono, possono durare periodi indefiniti, da pochi mesi a decenni, a seconda delle dimensioni e della produttività. Il lato

commerciale della fase di upstream è complesso e rischioso. C'è un rischio veramente elevato, a fronte dell'alta ricompensa attesa, che è fortemente influenzato da forze esterne come l'instabilità politica, i conflitti internazionali, e le condizioni meteorologiche, anche stagionali. Questo settore è altamente regolamentato da governi e controllato dagli organismi che si occupano di materia ambientale e per tale motivo la tecnologia è in continua crescita e cambiamento per adattarsi alle nuove disposizioni ed è sempre alla ricerca laboriosa di lavoratori qualificati in tutti i campi per tenersi al passo con i tempi¹⁰⁵.

I rischi ambientali, provocati da questa fase, sono generalmente ben noti, infatti, sono state sviluppate misure di sicurezza nella gestione delle attività per minimizzare o evitare tali rischi, ovviamente però non sempre possono essere evitati.

In mare aperto durante le operazioni off-shore, il rumore subacqueo generato dalle onde sismiche per l'esplorazione è stato oggetto di molte discussioni, in particolare l'impatto sui mammiferi marini che si basano interamente sulla comunicazione subacquea per la sopravvivenza, ma anche

105Cfr. A.JERINA, *Differences between Upstream, Midstream, Downstream in Oil and Gas*, Basic Oil and Natural Gas Production, Croft Production System, Texas, 2014.

l'impatto su banchi di specie che sono un obiettivo della pesca locale nonché un prodotto commerciale¹⁰⁶.

Più lampanti sono sicuramente, la fuoriuscita di greggio e la dispersione di scarichi di routine come rifiuti di perforazione (talee e fluidi per la perforazione) e gli scarti della lavorazione oltre agli sversamenti accidentali di petrolio, sia nelle operazioni on-shore, sulla terraferma, che nei fondali marini, causati da incidenti e "blow-out" durante la trivellazione. Impatti potenziali sull'ambiente bentonico e la costa sono identificati e valutati sulla base di numerosi studi che aiutano a crescere il livello di preparazione alle emergenze¹⁰⁷.

- Nelle operazioni on-shore :Per capire meglio la pericolosità dei fluidi utilizzati per la perforazione bisognerebbe guardare alla composizione purtroppo però nella maggior parte dei casi viene segretata

106Vedi. R.C.SELLEY, S.A.SONNENBERG, *Elements of Petroleum Geology*, Elsevier, 2015.

107Cfr. J.MICHEL, *An introduction to coastal habitats and biological resources for oil spill response, Oil Behaviour and Toxicity*, Rapporto HMRAD 92-4.

Vedi. SRK CONSULTING, *Environmental Management Of Upstream Oil And Gas Projects*, www.srk.co.uk, England/Wales, 2016.

dalle Compagnie petrolifere. In realtà ci basta analizzare solo i componenti noti per comprenderne le inquietanti conseguenze, il mix di sostanze utilizzate per confezionare il fluido da iniettare ad alta pressione nelle fessure della roccia per aprirle e consentire la fuoriuscita del gas o del petrolio è solitamente formato al 99,5% da acqua e Proppante ceramico, che non costituirebbero una minaccia per l'ambiente se non fossero mischiati insieme ad altre sostanze chimiche altamente pericolose¹⁰⁸; sono conosciute ad oggi una lista di circa 750 diverse

¹⁰⁸ La lista include:

- Cloruro di idrogeno (E507) usato come additivo;
- Glutaraldehyde (G5882);
- Persolfato di ammonio;
- N,N-Dimethylformaldeide (solvente a basso indice di evaporazione).
- Distillato di petrolio.
- Metilidrossietilcellulosa (addensante stabilizzante).
- Acido citrico (E330) usato per sciogliere il carbonato di calcio;
- Tiourea.
- Cloruro di potassio (E508) (stabilizzante delle argille nei fluidi di perforazione).
- Carbonato di sodio (E500) usato come agente di lavaggio.
- Carbonato di potassio.
- Isopropanolo utilizzato per controllare la viscosità del fluido di perforazione.
- Carbossimetilcellulosa usato come agente di lavaggio emulsionante e colloide protettore in emulsioni e dispersioni di polimeri.
- Glicoletilene usato come liquido di raffreddamento degli organi di trivellazione.

sostanze, ovviamente coperta dal segreto industriale¹⁰⁹.

Per una maggiore sicurezza, riguardo questi aspetti, durante l'esecuzione di un pozzo, nella prima parte del percorso, la trivella attraversa una o più falde acquifere e come metodo precauzionale viene usata la tecnica del “*casing*”, cioè una sorta di cappotto di acciaio e cemento inserito nel pozzo per renderlo a tenuta stagna e impedire che il gas, il petrolio entrino o i liquidi di perforazione entrino a contatto con l'acqua della falda destinata all'uso umano inquinandola gravemente, il che significa che le operazioni di trivellazione e di estrazione comunque presentano la possibilità che si abbia una contaminazione delle falde acquifere sia superficiali che profonde, sia per il rischio che l'acqua di falda possa venirsi a trovare a contatto con detti fluidi, sia perché l'acqua utilizzata nelle perforazioni è tantissima ed altamente inquinata da solventi, sostanze chimiche, gas e petrolio e, quindi, difficile da smaltire¹¹⁰.

109 Cfr. DIPARTIMENTO DI SCIENZE AMBIENTALI E DELLA SALUTE DELL'AMERICAN INSTITUTE OF PETROLEUM, *Effects of oil and chemically dispersed oil in the environment*, 2001.

110Vedi. M.CHIARELLI, *Trivellazione orizzontale e FRACKING IDRAULICO: la rivoluzione dello shale gas & oil*, Ingenio n.24, 2014.

Da ricordare tra i danni delle operazioni on-shore c'è, inoltre, l'aumento nella frequenza dei terremoti nella zona dell'esplorazione dovuta soprattutto all'utilizzo del metodo del fracking, di cui si dirà dopo.

- Nelle operazioni off-shore: Come è già stato accennato, il problema dell'inquinamento acustico subacqueo che pregiudica la sopravvivenza di alcune specie di animali è uno dei più grossi ostacoli delle operazioni off-shore e diventa ancor di più argomento di dibattito se è causa del metodo dell'Airgun di cui si dirà¹¹¹.

Non da meno però sono gli sversamenti in mare di grosse quantità di petrolio, anzi forse sono gli unici tragici eventi che riescono a sensibilizzare un po' opinione pubblica e soggetti interessati. Questo tipo di pericolo di inquinamento da prodotti petroliferi è frutto essenzialmente di due tipologie di cause: gli incidenti con versamenti anche di grossa entità e le attività operazionali, in particolar modo quelle di carico e scarico delle petroliere e delle navi cisterna, quelle di rifornimento e le altre attività di routine, come lo scarico delle acque di zavorra, lo scarico dei residui del lavaggio delle cisterne, dei fanghi e

¹¹¹Vedi. S.L.SAH, *Encyclopaedia of Petroleum Science and Engineering, Volume 1*, Kalpaz Publications, 2010.

delle acque di sentina. In entrambi i casi le conseguenze vanno a colpire direttamente la fauna marina e molte specie di animali¹¹².

- **I Danni alla fauna marina**

I pesci tendono generalmente ad allontanarsi dalle chiazze di petrolio, però nelle baie riparate e poco profonde le uova, le larve e gli avannotti rischiano un'elevata mortalità in quanto più sensibili al petrolio. Uno sversamento di petrolio può avere diversi impatti a seconda del tipo di petrolio, dei processi di degradazione che ha subito, della stagione in cui avviene lo sversamento, della specie coinvolta e del numero di individui che viene contaminato. Il petrolio può essere ingerito o può venire a contatto con la pelle ruvida o il pelo di molti animali, soprattutto mammiferi e tartarughe marine, sia durante la permanenza in mare sia durante la permanenza sulle coste. Gli effetti del petrolio possono includere: ipotermia contaminazione delle vie aeree e dei polmoni, enfisema per inalazione di vapori. Inoltre, la presenza del petrolio può camuffare gli

¹¹²Cfr. R.K.MARKARIAN, J.P.NICOLETTE, L.H.GIESE, T.R.BARBER, *A critical review of petroleum product aquatic toxicity values for use in natural resource damage assessments*, Ecological Risk Assessment Lessons Learned, 1993.

odori rendendo difficoltoso il riconoscimento fra madre e cucciolo e causando l'abbandono e la morte per inedia dei cuccioli stessi¹¹³. Alcuni di questi ultimi sintomi tra l'altro sono propri anche degli uccelli marini in seguito a un contatto; in tal caso il petrolio causa l'incurimento del piumaggio e l'incollamento delle piume modificandone sia le capacità isolanti che le capacità di volo. Gli uccelli rischiano così di morire perché non più capaci di riprendere il volo o perché possono diventare facili prede di altri predatori¹¹⁴.

113 AUSTRALIAN MARITIME SAFETY AUTHORITY,

http://www.amsa.gov.au/Marine_Environment_Protection/National_plan/General_Information/Oiled_Wildlife/Oil_Spill_Effects_on_Wildlife_and_Non-Avian_Marine_Life.asp

114 In alcuni casi, sono state riscontrate forti irritazioni ed ulcerazioni della pelle, degli occhi, del becco e delle cavità nasali oltre ad intossicazioni e avvelenamento da ingestione di petrolio. In particolare, l'ingestione di petrolio o derivati può essere sub-letale o acuta a secondo del tipo di petrolio, dei processi di *weathering* che ha subito e della sua tossicità. Gli effetti a livello anatomico e fisiologico possono essere vari: distruzione dei globuli rossi, alterazione del metabolismo epatico, danni intestinali, ridotte capacità riproduttive, ridotto numero di uova deposte, ridotta fertilità delle uova, diminuzione dello spessore dei gusci, ecc.. È stato stimato in 4 microlitri di petrolio la quantità minima che, contaminando un uovo, può provocare la morte dell'embrione.

- I Danni alle coste

Le coste raggiunte da sversamenti di petrolio possono affrontare sorti variabili. Generalmente, sulle coste rocciose i tempi di ripristino sono più brevi poiché il petrolio, venendo rimosso dalle onde, aderisce poco facilmente a questo tipo di superficie, tuttavia, il litorale roccioso è più difficilmente raggiungibile per eventuali operazioni di bonifica e il mesolitorale roccioso ne risente, in particolare gli animali come le patelle scompaiono temporaneamente dagli scogli che tendono a rivestirsi di alghe.

Ancora più importante è il caso però delle regioni tropicali, le paludi costiere e le aree umide con le foreste di mangrovie che sono particolarmente vulnerabili agli sversamenti di petrolio e quindi il problema è motivo di particolare attenzione¹¹⁵. In tal caso, infatti, non solo vi è un attacco agli animaletti ma si può provocare la scomparsa della vegetazione caratterizzante¹¹⁶.

115Vedi. GROUP OF EXPERTS ON THE SCIENTIFIC ASPECTS OF MARINE POLLUTION, *Impact of oil and related chemicals on the marine environment*, Londra 1993.

● La Fase di Midstream

La fase di Midstream nell'industria del petrolio e del gas si concentra sulla raffinazione, il trasporto e lo stoccaggio di petrolio greggio e gas naturale. Le attività di midstream costituiscono un segmento con bassi rischi anche perché altamente regolamentati. Nella maggior parte dei casi, le riserve di petrolio e di gas non si trovano nella stessa posizione geografica del luogo di raffinazione e nemmeno delle principali regioni di consumo e quindi è necessario coordinare le varie attività. Il settore Midstream dell'industria petrolifera ha un notevole impatto economico su una variegata gamma di persone, aziende e persino Paesi nel mondo. Si tratta di un enorme settore fondamentale che gestisce con successo una delle più difficili sfide logistiche in tutto il mondo. Oltre al contributo economico del business stesso, è anche importante tenere

116Infatti, le mangrovie sono caratterizzate dal possedere una particolare forma di radici respiratorie (pneumatofori) che consentono loro di vivere nel fango fine e poco ossigenato. I pneumatofori sono molto sensibili al petrolio che, formando delle pellicole, potrebbe inibire l'apporto di ossigeno al sistema di radici sotterranee. Inoltre, le mangrovie svolgono una duplice funzione: da un lato proteggono le coste contro l'erosione eolica e le mareggiate dall'altro rappresentano un habitat di rilievo per un elevato numero di organismi acquatici e terrestri. Se il petrolio soffoca le radici o contamina i sedimenti, gli alberi di mangrovia possono morire e la loro naturale ripresa può richiedere anche decenni, in particolare nel caso di esemplari vetusti. In tal caso, sarebbe opportuno intraprendere accurati programmi di riforestazione dopo la rimozione in massa del petrolio o quando la tossicità del petrolio si è esaurita attraverso la degradazione naturale.

a mente ciò che il settore midstream effettivamente realizza perché fornisce un collegamento integrato tra il settore upstream e quello downstream. Data la natura di vasta portata dell'industria petrolifera, e il vasto numero di prodotti coinvolti, è ovvio il motivo per cui questa fase dell'industria continua a crescere nel tempo. Anche la fase di Midstream prevede vari momenti:

- Lavorazione: Bisogna misurare innanzitutto il petrolio e il gas prodotti provenienti dalle riserve e successivamente in apposite strutture si utilizzano degli strumenti progettati per separare tra loro il petrolio, il gas e l'acqua. Una volta conclusasi questa fase introduttiva si passa alla rimozione e al trattamento delle eventuali impurità per assicurarsi il petrolio o il gas siano di qualità sufficiente per essere trasportate in un gasdotto ed infine, nel caso del gas liquido, la disidratazione attraverso un processo di purificazione o un agente disidratante, noto anche come essiccante, che rimuove l'eventuale presenza residua di acqua o altri liquidi. In alcuni casi nella fase di Midstream può essere richiesta anche una sistemazione temporanea del prodotto in magazzino.

- Trasporto: Gli oleodotti e i gasdotti rappresentano il modo più comune con cui il petrolio inizia il processo di trasporto e distribuzione. Per fare questo, devono essere costruite e mantenute vaste reti di condutture che presentano molti ostacoli perché devono percorrere lunghe distanze. Sicuramente quello è il metodo più sicuro e più efficiente per il trasporto di petrolio e gas, ma un gasdotto richiede molto tempo e grossi investimenti di capitale, allora si opta molto spesso per soluzioni alternative e una volta che grandi quantità di petrolio e gas vengono accumulate possono essere spostate in autocisterne, piccole imbarcazioni per i fiumi o grandi navi per il trasporto nell'oceano. Nell'ambito dei trasporti nazionali invece, di recente, in molti Paesi la crescita della produzione interna ha portato ad un ampliamento del trasporto ferroviario perché molti giacimenti a terra non erano collegati a dei gasdotti e questo modo costituisce l'espedito più efficace ed economico.
- Stoccaggio: Le grandi quantità di petrolio e di gas devono necessariamente essere depositate prima del loro commercio. Il gas naturale deve essere conservato in serbatoi sotterranei fino a quando non è pronto per la raffinazione e poi per il mercato a causa della sua altissima pressione e le aziende

utilizzano caverne di sale impoverite o falde acquifere esaurite come impianti di stoccaggio in modo da non dover creare nuove strutture. Il petrolio greggio invece può essere conservato in grosse cisterne, anche all'aperto¹¹⁷.

- Le emissioni tossiche

La fase di Midstream genera quantità significative di gas serra e di emissioni atmosferiche, che possono essere pericolose per la Salute umana, sull'ambiente e le principali sono gli scarichi del motore del compressore che spinge il prodotto nei gasdotti, gli sfiati provocati dalla condensa nei serbatoi e tutte le altre emissioni incontrollate che presentano alti fattori inquinanti. Queste già di per sé rilevanti devono aggiungersi poi all'inquinamento causato dalle emissioni, durante i trasporti, dei camion, dei treni e delle navi.

117 Cfr. SERVICING AMERICA'S ENERGY, *The Three Oil and Gas Energy Markets: What Is Midstream?*, www.setxind.com.

Vedi. NATURAL RESOURCE CHARTER, *Session notes: mid and downstream infrastructure in the petroleum sector*, <http://naturalresourcecharter.org/>

- Danni ecologici

Lo stoccaggio e il trasporto di grandi quantità di petrolio greggio, gas naturale e prodotti correlati distribuiti alle raffinerie e agli utenti finali attraverso una vasta rete di trasporti marittimi, oleodotti, treni, camion comporta un notevole rischio per l'ambiente e le comunità locali. La costruzione di tubazioni e le altre operazioni possono avere impatti ecologici significativi, come la scomparsa o la modifica di alcuni habitat naturali attraverso l'uso del territorio, così come le perdite e gli scarichi accidentali possono danneggiare gli ecosistemi nelle zone di operazione. Sebbene la maggior parte delle condutture sono sottoterra, la loro costruzione, il loro monitoraggio e la manutenzione richiedono comunque una presenza costante nel territorio di grosse infrastrutture con la conseguenza che si può ridurre la qualità dell'acqua o peggio inquinarla, causare con la costruzione un'instabilità del terreno, e aumentare il rischio di erosione e sedimentazione¹¹⁸

118Cfr. A.COLLINS, H.COTRAN S.GLAZER, A.GORODNIUK, J.LAVIGNE-DELVILLE N.MOIN, A.RODRIGUEZ, J.ROGERS, G.VOZZA,, *Oil & Gas Midstream research Brief*, Sustainability Accounting Standards Board, 2014.

● La Fase di Downstream

La fase di Downstream è quella in cui il petrolio e il gas incontrano il consumatore. Comprende le raffinerie di petrolio greggio, impianti di trattamento del gas, impianti petrolchimici, stazioni di benzina al dettaglio e società di distribuzione del gas naturale. Può inoltre riguardare anche le vendite e il marketing di prodotti petroliferi raffinati per i grossisti, gli industriali e i clienti commerciali, nonché la vendita di molti prodotti di consumo, derivanti dal greggio, per gli utenti finali, i clienti, in tutto il mondo¹¹⁹.

Si distingue in diverse attività:

- Raffinazione: Quando si analizza la raffinazione del petrolio greggio sarebbe più corretto in realtà fare riferimento ai greggi. Questi non sono tutti uguali, sono il risultato di una miscela di diverse migliaia di composti chiamati idrocarburi e ognuno di essi ha la sua dimensione, il suo peso e la sua temperatura di ebollizione. Nella fase di downstream le raffinerie lavorano queste varietà per creare prodotti di uso quotidiano utilizzando il calore e la pressione per separare le componenti. I prodotti petroliferi

¹¹⁹Vedi. *Downstream Petroleum Industry*,
www.careersinoilandgas.com, Canada, 2015.

risultanti sono spesso classificati in tre categorie come leggeri, medi e pesanti: i primi includono gas liquido, benzina, e la nafta usata come solvente, i prodotti medi sono il cherosene, i carburanti per aerei e il carburante diesel, i prodotti pesanti invece includono gli oli lubrificanti, la paraffina, l'asfalto, il catrame, e il coke petrolifero¹²⁰. Diversa è invece la raffinazione del gas naturale perché da questa si ottengono prodotti con una diversa destinazione d'uso, che sono: Il gas naturale liquefatto (GNL) che è una versione raffreddata e liquefatta di gas naturale che viene utilizzata per il trasporto e lo stoccaggio sicuro quando questo deve percorrere lunghe distanze senza l'uso dei gasdotti, poi vi è poi il Gas naturale liquido (NGL), che viene utilizzato come materia prima per la raffinazione del petrolio e petrolchimica ed infine il gas naturale compresso che invece viene utilizzato come combustibile per i bus e veicoli commerciali¹²¹.

La fase di Upstream non è meno esposta ai pericoli delle due precedenti e se da un lato anche in questo caso vi è la possibilità di un danno ambientale derivante da

120Vedi. A.JERINA, *Downstream, the final sector, in Basic Oil and Natural Gas Production*, Croft Production Systems, 2016.

121 ENI, *Dizionario tecnico per l'industria petrolifera e Gli idrocarburi: Origine Ricerca e Produzione*, Milano, 2003-2004.

emissione di gas tossici o contaminazione, dall'altro è bene porre l'attenzione su altri tipi di danni possibili. Durante le attività di tale fase, soprattutto la raffinazione, l'esposizione degli operai a grandi quantità di sostanze chimiche tossiche li sottopone a problemi di salute difficili talvolta da dimostrare perché hanno conseguenze a lungo termine¹²². Basti pensare che la maggior parte delle persone che vivono e lavorano nei pressi dei luoghi delle trivellazioni e delle raffinerie ha familiarità con l'inquinamento da idrocarburi di aria e acqua, che le porta a respirare i fumi o a ingerire cibi e liquidi contaminati da petrolio che sono causa di gravi malattie. Entrare in contatto regolarmente con petrolio e gas, in base alle statistiche, può aumentare il rischio di tumori e c'è una più alta probabilità di ammalarsi di leucemia. I lavoratori delle raffinerie corrono un alto rischio di cancro del labbro, dello stomaco, del fegato, del pancreas, del tessuto connettivo, della prostata, dell'occhio, del cervello e del sangue. Una prova c'è data dal caso della Texaco. Quando questa iniziò l'estrazione del petrolio in Ecuador, il cancro non era noto nella regione, purtroppo però quaranta anni dopo, è

122 Tra gli effetti apparentemente non dipendenti dal contatto con gli idrocarburi e che hanno effetti a lungo termine i più diffusi sono: visione offuscata e altri problemi agli occhi, mal di testa, allucinazioni, euforia, stanchezza, difficoltà di parola, danni cerebrali, convulsioni. Ma anche asma, bronchite, polmonite e altre malattie respiratorie e infezioni polmonari possono essere esclusivamente dipese dalle sostanze tossiche legate all'industria del petrolio.

diventato uno dei problemi più gravi di salute della regione. Stesso discorso vale per due delle regioni più sfruttate dell'Amazzonia, nelle quali gli operatori sanitari delle comunità hanno eseguito un sondaggio su 80 comunità e hanno trovato alti tassi di tumore, in particolare quello dello stomaco, della vescica, e della bocca¹²³.

1. 2. Lo shale gas e i pericoli derivanti dal Fracking e dall'Airgun.

Quando si parla di idrocarburi e dei rischi che dalle prospezioni possono derivare bisogna, innanzitutto, tenere ben presente la distinzione tra riserve Convenzionali e non Convenzionali. Le riserve petrolifere del primo tipo sono da sempre quelle di maggiore qualità, però costituiscono soltanto una piccola percentuale sul totale del petrolio prodotto nonostante siano impiegate tecniche estrattive

123 Cfr. HESPERIAN HEALTH GUIDE, *Oil Causes Serious Health Problems*, cap.22 in A Community Guide to Environmental Health, 2015.

tradizionali e quindi ampiamente sviluppate e abbiano dei costi relativamente bassi¹²⁴. Oggigiorno, però, sempre più importanza acquistano le riserve non convenzionali che secondo alcuni esperti rappresentano il vero futuro dei Paesi. Nonostante ormai sia possibile supervisionare le trivellazioni in ogni singolo momento e con un'accuratezza estrema¹²⁵, sottoterra non esistono immense riserve di idrocarburi; e quando se ne scopre una, allora è necessario che il petrolio e il gas naturale che sono contenuti nei fori di alcune rocce risalgano in superficie sotto la spinta della pressione a cui sono sottoposti.

Con i metodi non convenzionali in pratica si ottiene questo stesso risultato, con un metodo differente, ma ottenendo una maggiore quantità di prodotto sebbene questo non sia della stessa qualità di quello “convenzionale”¹²⁶.

Quando si parla di Shale Gas o Shale Oil ci si riferisce

124 *Idrocarburi non convenzionali*, sul sito www.eniscuola.net, 2015.

125 Basti pensare che si possono trivellare pozzi da piattaforme galleggianti posizionate con precisione millimetrica grazie ai dispositivi Gps, o, ancora meglio, agli impianti poggiati direttamente sul fondo del mare e guidati a distanza.

126 Vedi. G.RECCHI, *Nuove energie: Le sfide per lo sviluppo dell'Occidente*, Marsilio Editori, Venezia, 2015, L'innovazione dal Signor Drake al Signor Shale.

proprio all'estrazione di gas naturale o petrolio da rocce particolari che sono gli scisti argillosi. L'argilla è scarsamente permeabile, ragion per cui questi giacimenti non possono essere messi in produzione spontanea, come avviene per quelli convenzionali, ma necessitano di trattamenti particolari in prossimità dei pozzi di produzione e tecniche estrattive diverse che hanno fatto molto discutere: il Fracking e l'Airgun.

Le riserve non convenzionali, tra l'altro erano note da tempo. Il primo shale gas¹²⁷ venne estratto nello Stato di New York nel 1825 utilizzando sistemi a bassa profondità e pressione che fino ad anni recenti erano considerati molto complicati.

La vera rivoluzione arriva con George Mitchell, un veterano del settore che aveva fondato una sua compagnia energetica e aveva un contratto di fornitura per una quantità fissa di gas da immettere nel gasdotto che riforniva Chicago. Negli anni ottanta però le sue fonti di approvvigionamento cominciavano a scarseggiare e mosso dalla necessità comincia una sperimentazione della produzione di gas da formazioni geologiche fino allora considerate impossibili da sfruttare.

¹²⁷Con le tecniche non convenzionali si produce per la maggior parte gas di scisto e meno petrolio per questo generalmente si fa riferimento soltanto allo shale gas.

Da quel momento in poi si innescò una rivoluzione senza precedenti¹²⁸. Nel 2003 il presidente della Federal Reserve, Alan Greenspan, dichiarò che nel giro di pochi anni gli Stati Uniti avrebbero dovuto importare tanker di gas naturale dal Qatar e si diede il via a grossi investimenti per la creazione di impianti di rigassificazione. Lo scenario però fu stravolto completamente qualche anno dopo quando gli Stati Uniti, con lo Shale gas, superarono la crisi diventando persino una potenza esportatrice¹²⁹.

In Europa si era avuto un primo rilancio dello shale gas nel 2009 e la maggior parte delle estrazioni erano concentrate in Polonia; l'entusiasmo dei paesi europei per il gas da argille, però è andato scemando rapidamente, principalmente per preoccupazioni legate all'impatto ambientale. Per questi motivi, nel 2012 molti Stati hanno sospeso lo sfruttamento dei propri giacimenti: la Francia è stata il primo Paese al mondo, immediatamente seguita

128In un articolo scritto per il Pacific Energy Summit 2011, tenuto dal National Bureau of Asian Research (Unconventional Gas and Implications for the LNG Market, di Christopher Gascoyne e Alexis Aik) si riporta: Lo shale gas “will likely play a more important role in nations’ supplies by 2020. China, India, and Australia are the most likely nations in the Asia-Pacific to follow the United States’ example of changing liquefied natural gas (LNG) supplies by exploiting unconventional reserves.”

129Cfr. G.RECCHI, *Nuove energie: Le sfide per lo sviluppo dell'Occidente*, Marsilio Editori, Venezia, 2015.

dalla Bulgaria, a proibire in modo permanente l'impiego della tecnica di fracking. Recente è la decisione di ExxonMobil, Marathon Oil e Talisman Energy di uscire dall'attività in Polonia e anche l'ENI ha lasciato scadere due delle tre licenze che possiede nel Paese.¹³⁰

L'esperienza Europea più di ogni altra fa capire come un'evoluzione tecnologica però, talvolta, vada pagata a caro prezzo e a discapito di chi è il vero fruitore del bene prodotto ma estraneo a ogni tipo di gioco degli interessi.

I progressi nelle tecnologie di perforazione e nelle strategie di produzione degli idrocarburi, come la "horizontal drilling" e il "fracking" hanno migliorato in modo significativo la produzione di gas naturale, stimolando il flusso di fluido derivante dai pozzi. Dal 2008, questi sviluppi tecnologici hanno stimolato un aumento esponenziale della produzione di gas in tutti i pozzi sparsi nei principali Paesi produttori. Però, se da un lato l'estrazione del gas di scisto e le tecnologie di fratturazione idraulica hanno cambiato radicalmente il panorama energetico, dall'altro recenti scoperte scientifiche hanno mostrato che come conseguenza vi fosse un alto tasso di contaminazione delle risorse idriche¹³¹. Anche il metodo dell'Airgun tra l'altro è stato considerato altamente rischioso ma in questo caso non per una contaminazione delle acque ma per la fauna marina,

130 Vedi. G.ANTONIOLI, *Shale Gas: che cos'è?*, Nel Futuro, 2014.

infatti gli studiosi sostengono che un utilizzo frequente di tale tecnica porterà all'estinzione di alcuni tipi di cetacei¹³².

● Fracking

Negli ultimi dieci anni, la più grande innovazione nel settore energetico degli Stati Uniti è stata compiuta tramite il metodo della fratturazione idraulica, noto anche come fracking. Questa tecnica di perforazione ha permesso ai produttori di petrolio e gas di estrarre idrocarburi da scisti di roccia, aumentandone così notevolmente la produzione all'interno degli Stati Uniti.

Esperti hanno sostenuto che questa forma di estrazione di petrolio e di gas è una conquista tecnologica, che ha permesso agli Stati Uniti di diventare il più grande produttore di petrolio e di gas al mondo, e consentirà agli Stati Uniti di diventare energeticamente indipendente entro il 2020.

131Vedi A.VENGOSH, N.WARNER, R.JACKSON, T.DARRAH, *The Effects of Shale Gas Exploration and Hydraulic Fracturing on the Quality of Water Resources in the United States*, Roland Hellmann and Helmut Pitsch, Avignone, 2013, abstract.

132Vedi D.BIELLO, *Air-Gun Oil Exploration Wrongs Right Whales*, www.scientificamerican.com, 2014.

La storia del Fracking può essere fatta risalire al 1862, quando, durante la battaglia di Fredericksburg, il veterano di guerra civile Col. Edoardo AL Roberts si accorse degli effetti dell'esplosione di artiglieria in un canale stretto che ostruiva il campo di battaglia. Il 26 aprile 1865, Edward Roberts ha ricevuto il suo primo brevetto e creò un sistema di fratturazione del terreno tramite siluri esplosivi chiamato "Exploding Torpedo". Questo metodo di estrazione è stato migliorato poi costruendo il siluro con un contenitore di ferro che poteva contenere 15-20 chili di polvere esplosiva. Questo si inseriva poi nel pozzo petrolifero, nel punto più vicino al petrolio e lì si faceva esplodere tramite un filo che lo collegava alla superficie. Questa invenzione ha aumentato la produzione di petrolio del 1.200% in alcuni pozzi entro la prima settimana. Si arrivò alla fondazione della Roberts Petroleum Torpedo Company, che oltre a vendere i dispositivi otteneva anche una royalty di 1/15 dei profitti generati dal prodotto.

La prima forma di innovazione del metodo del fracking non ha avuto luogo fino al 1930, quando per la prima volta furono utilizzati dei liquidi non esplosivi chiamati acidi, invece della nitroglicerina. Ciò ha reso i pozzi più resistenti alla chiusura, aumentando così la produttività.

Anche se la nascita del fracking è iniziata nel 1860, la nascita della moderna fratturazione idraulica è iniziata solo nel 1947, quando Floyd Farris, della Stanolind Oil and Gas,

ha iniziato uno studio sul rapporto tra output di produzione di petrolio e gas, e il numero di trattamenti tramite fracking esercitati su ogni pozzetto¹³³.

Questo studio ha condotto al primo esperimento di fratturazione idraulica, avvenuta nel sito di Hugoton in Kansas, eseguito con 1.000 litri di benzina gelificata e sabbia. Nonostante il fallimento dell'esperimento, la ricerca continua e dopo aver raggiunto il successo sperimentale nel 1949, il fracking si diffuse rapidamente e nel 1960 la Pan American Petroleum ha iniziato ad utilizzare questa tecnica di perforazione che si diffuse sempre più rapidamente finchè negli anni '70, il presidente Ford ha promosso lo sviluppo delle risorse petrolifere di scisto, come parte del suo piano energetico globale, come un mezzo per ridurre le importazioni di petrolio estero¹³⁴

Fracking è l'abbreviazione di fratturazione idraulica, ed è un tipo di perforazione che è stato utilizzato in maniera considerevole per 65 anni. Oggi, la combinazione di fratturazioni idrauliche avanzate e la perforazione orizzontale, impiegando tecnologie all'avanguardia, è in

¹³³Vedi. J.MANFREDA, *The Real History of Fracking*, www.oilprice.com, 2015.

¹³⁴Cfr. R.RAPIER, *Power Plays: Energy Options in the Age of Peak Oil*, Apress, New York, 2012, pag. 222.

gran parte responsabile dell'impennata della produzione di petrolio e gas naturale degli Stati Uniti.

La fratturazione idraulica consiste in una perforazione di circa 2 chilometri sotto la superficie prima di girare gradualmente in orizzontale e continuare per diverse decine di metri. Una volta che il pozzo viene perforato, poi piccole perforazioni sono realizzati nella porzione orizzontale del canale che si è creato e attraverso questo viene pompata ad alta pressione una miscela tipica di acqua (90 per cento), sabbia (9,5 per cento) e additivi (0,5 per cento) per creare microfratture nella roccia. Dopo aver spiegato come funziona questo metodo, dobbiamo cercare di capire perché vi siano delle conseguenze devastanti e quali rischi comportano. Il fracking è completamente diverso rispetto agli altri metodi tradizionali utilizzati per l'estrazione degli idrocarburi. La fratturazione idraulica va molto più in profondità di quella normalmente utilizzata e richiede tra i due e i cinque milioni di litri di acqua dolce locali per pozzetto cioè fino a 100 volte di più rispetto ai metodi di estrazione tradizionali. Soprattutto bisogna ricordare che si utilizza il cosiddetto "fluido del fracking" che contiene oltre a una miscela di acqua e sabbia, un cocktail di sostanze chimiche tossiche il cui contenuto non è mai stato divulgato dalle compagnie che ne fanno uso, gli studiosi, però in seguito all'analisi delle rocce sostengono che il liquido contiene: formaldeide, acido acetico, acido

citrico e acido borico, tra le altre centinaia di sostanze chimiche contaminanti¹³⁵.

Gli studi hanno dimostrato livelli pericolosi di inquinamento nei pressi dei luoghi in cui è esercitato il fracking, perdite di petrolio e gas hanno causato livelli di smog nelle aree rurali più alti di quelli delle grandi metropoli. Inoltre è stato associato alla produzione di idrocarburi l'aumentato rischio di cancro e di malformazioni alla nascita nelle aree limitrofe alle perforazioni, senza dimenticare inoltre che conseguenza di queste pratiche è una maggiore attività sismica. I milioni di litri d'acqua utilizzati nelle operazioni di fracking non comportano solo un prosciugamento delle risorse idriche, ma alla fine si trasformano in grandi quantità di acque di scarico contaminate con la conseguenza di aumentare il rischio della diffusione di acque tossiche in un intero Paese.

Tutele deboli e supervisione inadeguata hanno consentito ai produttori di petrolio e gas di continuare la loro attività con conseguente fornitura di acqua contaminata, un pericoloso inquinamento atmosferico, la distruzione di ruscelli, e l'alterazione dei paesaggi. Molte compagnie riescono ancora a non avere grossi problemi, viste le poche regole esistenti, e spesso hanno utilizzato il loro potere politico per ottenere esenzioni dalle leggi

135 Cfr. *Fracking: The Process*, in www.cleanwateraction.org.

ambientali¹³⁶.

Proprio per la pericolosità delle attività di Fracking è stata emanata dalla Commissione Europea, il 22 gennaio 2014, la Raccomandazione 2014/70/UE sui principi minimi applicabili alla ricerca e alla produzione di idrocarburi non convenzionali mediante la fratturazione idraulica ad elevato volume. In Europa fortunatamente casi di questo tipo sono ancora pochi perché si è concentrata più che altro nelle fratturazioni a basso volume per lo più con perforazione di pozzi verticali. Proprio per tale motivo prima ancora che queste attività possano prendere piede anche in Europa, la Commissione con una Comunicazione al Consiglio e al Parlamento Europeo ha evidenziato le nuove opportunità legate agli idrocarburi non convenzionali giungendo alla conclusione che fosse necessario stabilire dei principi di base. Gli Stati membri sono stati invitati ad aderire e dal dicembre del 2014, devono comunicare ogni anno, alla Commissione le misure messe in atto. Questa successivamente ne verificherà l'efficienza comparandole a quelle degli altri Stati¹³⁷.

A causa del metodo della fratturazione idraulica l'Oklahoma

136Vedi. NATURAL RESOURCES DEFENCE COUNCIL, *Uncheched Fracking Threatens Health Water Supplies*, www.nrd.org.

137 Cfr. *Raccomandazione della Commissione Europea del 22 gennaio 2014*, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32014H0070>.

il Kansas hanno subito quarantadue terremoti, di magnitudo 2,5 della scala Richter, in una sola settimana, il che costituisce il 17% di tutti i terremoti nel mondo in quel periodo. Viste tali prospettive si stima un totale di circa 680 terremoti nell'intero anno e questo in zona che fino a poco tempo fa non era considerata sismica. Cosa è cambiato da allora è il massiccio impiego di operazioni di fracking da parte di compagnie che cercano di approfittare della Woodford Shale, una grossa riserva di shale gas, che si trova a cavallo del confine dei due stati. Inoltre, vi sono sempre più fattori a dimostrazione che i terremoti stanno peggiorando sotto tutti i punti di vista. Il numero continua a crescere ogni anno, e l'area sulla quale si verificano si sta espandendo gradualmente in contemporanea a un aumento dell'intensità delle scosse che in media raggiungono una magnitudo 4. Di recente, tra l'altro, gli scienziati hanno notato un aumento significativo dei terremoti in luoghi lontani dai principali pozzi fracking come in Oklahoma City¹³⁸.

In Namibia il governo è stato messo in guardia, sui gravi rischi di inquinamento delle acque, nella zona del Karoo, da

Vedi. MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE, *Informativa della Commissione europea sulla Raccomandazione relativa agli idrocarburi*, www.va.minambiente.it

138Vedi. J.DEVINNE, *Fracking Disaster: Kansas Went From 1 Earthquake Per Year To 42 A Week*, Occupy Democrats, 2015.

sostanze chimiche cancerogene e da composti radioattivi, ed è anche stato invitato a riflettere sulla possibilità di evitare future operazioni sotterranee di fracking. Infatti con un nuovo rapporto della Commissione di ricerca sull'Acqua è stato comunicato che tali conseguenze ben presto si espanderanno in altre zone, e stavolta non desertiche, purtroppo però il governo aveva già rilasciato sei licenze di esplorazione tramite fracking in sei delle nove province. Uno studio dell'Università di Buffalo, nel caso di specie, lo scorso anno ha anche sollevato preoccupazioni circa il possibile rilascio di uranio impoverito e altri composti radioattivi quando per fratturare le rocce si usa l'acido cloridrico, e si è dimostrato che il livello di gas metano dell'acqua potabile era diciassette volte più elevato rispetto alla norma nelle zone vicine ai giacimenti¹³⁹.

Il caso Parr vs Aruba Petroleum: Tra il 2008 e il 2011, la Commissione del Texas sulla qualità ambientale ha ricevuto 77 denunce tutte provenienti dalla zona di Wise County, vicina all'area di foratura Barnett Shale in North Texas. Tra i problemi denunciati vi erano, generalmente, nausea, sangue dal naso, ronzio alle orecchie ed eruzioni cutanee.

139 Cfr. T.CARNIE, *Fracking Cancer Risks*, Campaign Against Nuclear Waste in Namibia, 2012.

Uno tra i soggetti che decisero di denunciare tali fatti, il Sign. Parr, decise di citare in giudizio la Compagnia petrolifera, nonostante il suo avvocato lo avvertì del probabile insuccesso. Dopo 4 anni finalmente si è giunti a una sentenza e al primo caso, negli Stati Uniti, in cui un privato abbia vinto la causa contro un colosso del petrolio. Una giuria della contea di Dallas ha rilevato che Aruba Petroleum, una società privata con sede a Plano in Texas, ha "volutamente arrecato un danno a dei privati cittadini colpendo la salute delle famiglie"; e ha disposto un risarcimento dei danni a favore del Sign. Parr di circa tre milioni di dollari.

Non ci sono garanzie che il verdetto contro Aruba sopravviva a un ricorso o possa portare a modifiche normative in Texas o uno qualsiasi degli altri Stati in cui aumenta sempre più il malcontento generale¹⁴⁰.

Aruba ha usato due argomenti a sua difesa: che le emissioni potrebbero provenire da uno dei pozzi dei concorrenti, e che era in conformità con le norme ambientali del Texas.

140 I politici del Texas spesso lavorano in accordo con le Compagnie, i regolamenti sono blandi e facilmente aggirabili e poco si sa circa i rischi delle emissioni tossiche. Infatti, oltre a un problema di conflitto di interessi, c'è da dire che le istituzioni sono così tanto impostate nella loro convinzione che le emissioni di gas e petrolio hanno poco o nessun effetto sulla qualità dell'aria e della salute umana che o non prendono in seria considerazione l'argomento o più semplicemente lo ignorano.

Il fatto che questi argomenti non sono riusciti in questo caso "espone ogni azienda a più possibile contenzioso". In una mozione per ribaltare il verdetto, gli avvocati della Compagnia hanno sostenuto che non ci sono prove che Aruba abbia tenuto un comportamento inteso a nuocere, in quanto le operazioni di Aruba hanno sempre rispettato gli standard del settore per un operato ragionevole e prudente, inoltre hanno sottolineato che solo ventidue, su più di cento pozzi in quella zona, sono di loro proprietà. Di contro a sostegno dell'accusa sono stati presentati i documenti della Commissione del Texas sulla qualità dell'ambiente che dimostrano come invece come Aruba abbia ripetutamente violato le normative statali e in alcuni casi anche multato. Riguardo i risultati che si otterranno in seguito a questo caso vi sono divergenti opinioni, c'è chi ritiene che si sia creato un precedente a favore del privato nei confronti del singolo che condurrà a una lunga serie di esiti analoghi e chi invece sostiene che comunque l'influenza politica delle compagnie petrolifere comunque tenderà sempre a prevalere e che quindi questo ha costituito solo una anomalia, un caso isolato e irripetibile, per quel determinato tipo di controversie¹⁴¹.

141William Anaya, un avvocato di Chicago che spesso rappresenta l'industria petrolifera e del gas, ha detto che la vittoria di Parr è un'anomalia e non creerà un precedente per cui una Compagnia potrà nuovamente essere ritenuta responsabile per le emissioni pericolose. Secondo lui la produzione di petrolio e gas è sicura e fortemente regolamentata, per cui se già molte cause non arrivano nemmeno in tribunale tanto meno possono avere successo. "Sono

● AirGun

Se il fracking fa molto discutere per le conseguenze negative che ne subiscono persone, la loro salute e più in generale l'ambiente, il suo corrispettivo per ciò che riguarda le prospezioni in mare per accertarsi della presenza di idrocarburi sicuramente è costituito da metodo dell' "Airgun".

Questa tecnica consiste in un meccanismo abbastanza semplice: viene emessa una bolla d'aria ad altissima pressione che, scontrandosi col fondo del mare, produce una vibrazione, una sorta di "bomba sonora" che può arrivare fino a 280 decibel. Le onde acustiche prodotte vengono in parte assorbite dal fondo del mare, in parte riflesse e in parte rifratte, mentre dei sensori leggono queste risposte e riescono a interpretare la geologia interna e quindi a visualizzare eventuali giacimenti di petrolio o gas¹⁴². Secondo gli ambientalisti, la tecnica avrebbe un impatto molto pericoloso sull'ecosistema marino: si parla di morte dei pesci e cambiamenti nel loro comportamento, di indebolimento del sistema immunitario, allontanamento delle specie dall'habitat e temporanea o

incredulo di tutta la faccenda".

¹⁴²Vedi *amplius* E.ONAJTE, J.O.ETU-EFEOTOR, *Seismic Data Analysis Techniques in Hydrocarbon Exploration*, Elsevier, Oxford, 2014, pag. 47-49.

permanente perdita dell'udito¹⁴³. Per balene e delfini, che grazie all'udito comunicano, trovano cibo e si riproducono, si capisce come questa tecnica possa avere conseguenze anche gravi. I marcati cambiamenti nel comportamento di alcune specie marine in risposta ai forti rumori subacquei prodotti sono stati documentati in maniera molto precisa. I dispositivi di indagine sismica ed i sonar militari (che operano a un livello di decibel simile) sono stati utilizzati per studiare i numerosi incidenti come lo spiaggiamento e l'abbandono delle balene. Un caso che fece molto riflettere avvenne nel 2001 con la morte di 16 balene nelle Bahamas¹⁴⁴. L'Ocean Mammal Institute, un istituto di ricerca Statunitense attivo dal 1994 che si occupa di rilevare ed analizzare gli effetti dell'attività umana sui mammiferi marini, riporta che gli effetti dell'inquinamento acustico provocato dall'Airgun hanno portato in moltissimi casi a conseguenze terribili sulla fauna acquatica analizzata, tra cui emorragie interne in balene e delfini dovute all'intensità dei suoni sprigionati durante le operazioni, interferenza con le comunicazioni dei mammiferi marini¹⁴⁵.

Oltre al suddetto caso delle Bahamas, ve ne fu un altro di

143Cfr. A.A.FICHT, *Developments in Geophysical Exploration Methods*, Springer, Essex, 1979, pag 54-57.

144Cfr. AA.VV, *Oil and gas reserves on the outer continental shelf: hearing*, US Government printing office, Washington, 2007, pag.30.

grande rilevanza nel maggio del 2008. In Madagascar si iniziarono a trovare le prime balene spiaggiate e poi carcasse di balene morte lungo le spiagge nel nordest dell'isola, in una mangrovia detta Antsohihy Bay. Le balene morte erano trenta e quelle spiaggiate cento. Lì vicino c'era un'area dove la Exxon-Mobil stava eseguendo ispezioni sismiche. La Compagnia si giustificò sostenendo che non poteva essere stata una conseguenza della sua attività perché le loro operazioni di riflessione sismica erano troppo lontano dal punto della moria. Sebbene la Exxon negasse il suo ruolo nella faccenda fermò lo stesso le operazioni di airgun, per evitare la morte di altre balene¹⁴⁶. Alla fine il conto fu di circa 200 balene spiaggiate, la maggior parte delle quali morte¹⁴⁷.

Una Nazione che cerca di vivere di turismo, pesca e miniere di diamanti e di uranio, con vaste distese desertiche e bassissima densità abitativa. E' uno dei pochi

145 Cfr. A.Toro, *Air gun e petrolio: quelle "bombe sonore" che fanno paura*, Unimondo, 2015.

146 Paul Johnston, uno degli scienziati capo-gruppo di Greenpeace riguardo la tragedia disse: *"Non c'è mai la prova diretta in questi casi, ma una volta che le ditte del petrolio iniziano a fare ispezioni sismiche, una volta che usano i sonar in modo massiccio, allora ci sono stati molti casi in cui le balene hanno avuto difficoltà, con spiaggiamenti, e terrore. Occorre veramente collegare le due cose, davvero."*

147 Vedi R.D'ORSOGNA, *No all'Italia petrolizzata*, 2015.

Paesi del mondo la cui Costituzione menziona esplicitamente il dovere di proteggere ecosistemi, processi ecologici, biodiversità e le risorse naturali da essere usate in modo sostenibile per tutti, incluse le generazioni future. Nel 2012 arrivò l'airgun, come sancito dal "Petroleum Act" del Paese e la prima ditta a eseguire ricerche con tale metodo fu la Spectrum Geo, che verrà seguita poi da altre compagnie minori. La prima serie di esplorazioni sismiche durò da gennaio a marzo del 2012, periodo che coincide con la massima migrazione di tonni nei mari della Namibia, e da lì in poi una delle principali fonti di sostentamento del Paese cominciò a ridursi progressivamente. Dalle 4000 tonnellate del 2011 si è passati alle 1800 del 2012, alle 650 del 2013 e ai 1000 del 2014. Alcuni operatori riportano di avere pescato solo il 10% rispetto alla media degli anni precedenti. Dal 2011 ad oggi si è passati da quaranta aziende per la cattura dei tonni a solo dieci. I pescatori rimasti temono che l'industria collasserà presto se non si trovano delle soluzioni, visto che il settore era già in crisi prima a causa dei bassi margini di guadagno. Senza curarsi di dare una risposta a tali problematiche la Spectrum Geo ha di recente, anzi, dichiarato che per come sono stati predisposti i suoi nuovi programmi vi sono ottime prospettive per le future campagne di ricerca mineraria¹⁴⁸.

148 Cfr. M.D'ORSOGNA, *Namibia, l'airgun che ha affossato l'industria dei tonni*, da *Il Fatto Quotidiano* del 6 Luglio 2015.

2. Il danno ambientale: il concetto di Sviluppo Sostenibile nel diritto internazionale.

Per comprendere al meglio come viene disciplinato il danno ambientale derivante dalle attività di sfruttamento degli idrocarburi è necessario capire quali sono i principi su cui si basa il diritto internazionale ambientale, quali misure devono essere adottate per una maggiore tutela dell'ambiente e come, eventualmente, si agisce nel caso in cui uno stato o un soggetto sia responsabile per aver arrecato un danno all'ambiente.

La tutela dell'ambiente è una materia alla quale solo di recente è stato attribuito un valore dalla comunità internazionale che ha iniziato a disciplinarla preoccupandosi di stabilire linee programmatiche mirate alla prevenzione, riduzione o riparazione di danni ambientali causati nei confronti di spazi di rilevanza internazionale come il mare, l'atmosfera, le risorse biologiche o addirittura danni causati da uno stato al territorio di altri stati. Così, le manifestazioni di opinio iuris degli stati attraverso le dichiarazioni di principi adottate da organi e conferenze internazionali e gli elementi della prassi internazionale, per quanto non siano fonti di norme giuridicamente vincolanti, hanno contribuito alla formazione

di norme generali in materia di diritto ambientale¹⁴⁹

Gradualmente si è constatato come fossero necessario definire a livello mondiale una politica ambientale e una regolamentazione giuridica ad essa ispirata, esigenza scaturita dalla palese insufficienza delle misure ambientali end-of-pipe (a posteriori) e dalla necessità di intervenire a monte e cambiare il rapporto uomo-ambiente. Gli stati hanno così iniziato a stipulare convenzioni multilaterali, bilaterali e dagli anni '70 si è cominciato ad attribuire il giusto peso alla questione “tutela ambientale”. In particolare nella Conferenza delle Nazioni Unite sull'Ambiente (UNCHE United Nations Conference on Human Enviroment) tenutasi a Stoccolma nel 1972 assistiamo a una prima elaborazione formale del concetto di sviluppo sostenibile e in sede di stesura finale vengono delineati alcuni principi base della sostenibilità dei quali è importante ricordare il ventunesimo: “Gli esseri umani hanno un diritto fondamentale alla libertà, all'uguaglianza e a condizioni di vita soddisfacenti, in un ambiente la cui qualità permetta loro di vivere in dignità e benessere. Essi hanno il dovere solenne di proteggere e migliorare l'ambiente per le generazioni future”.

Nei due decenni successivi questa presa di coscienza ha dato avvio a numerosi studi e ricerche scientifiche sulle condizioni del pianeta, anche in virtù dell'istituzione di

149 Cfr. Enciclopedia degli Idrocarburi, Treccani, Firenze, 2015.

alcuni organismi fondamentali tra i quali: l'UNEP (United Nations Development Programme) che tra i compiti ha quello di fare da guida e incoraggiare la diffusione di una sensibilità nei confronti dell'ambiente e la World Commission on Enviromental e Development conosciuta anche come commissione Bruntland, dal nome del suo presidente.

Il primo vero tentativo avviato a livello internazionale per pianificare uno sviluppo futuro rispettoso dell'ambiente è stato il vertice delle Nazioni Unite sui problemi ambientali tenutosi a Stoccolma dal 5 al 16 giugno 1972 cui parteciparono ben 113 capi di stato e di governo.

La conferenza si è conclusa con l'adozione della Dichiarazione sull'ambiente umano contenente alcuni principi in cui era chiara la volontà di intraprendere un'idea di sviluppo *compatibile* con la salvaguardia delle risorse naturali che presupponesse una relazione equilibrata tra benessere sociale e tutela del patrimonio ambientale secondo un criterio di equa distribuzione delle risorse. Tale presa di coscienza tra l'altro non era per niente casuale ma era frutto di quel periodo degli anni '70 nel quale con gli shock petroliferi sono emersi i primi segnali allarmanti degli stretti legami tra ecosistema e crescita economica e i danni provocati da uno squilibrato sviluppo industriale¹⁵⁰.

150Vedi. *Dichiarazione delle Nazioni Unite sull'ambiente umano*

La Dichiarazione redatta durante la conferenza di Stoccolma per dare pragmaticità a quel concetto che noi oggi chiameremmo sviluppo sostenibile, ha affermato 26 principi su diritti e responsabilità dell'uomo in relazione all'ambiente tra i quali a noi interessa ricordarne solo alcuni in relazione all'argomento trattato:

- Principio 5: Le risorse non rinnovabili della Terra devono essere utilizzate in modo da evitarne l'esaurimento futuro e da assicurare che i benefici del loro sfruttamento siano condivisi da tutta l'umanità.
- Principio 7: Gli Stati devono prendere tutte le misure possibili per prevenire l'inquinamento dei mari con sostanze che possano mettere a repentaglio la salute umana, danneggiare le risorse organiche marine, distruggere valori estetici o disturbare altri usi legittimi dei mari.
- Principio 21: La Carta delle Nazioni Unite e i principi del diritto internazionale riconoscono agli Stati il diritto sovrano di sfruttare le risorse in loro possesso, secondo le loro politiche ambientali, ed il dovere di impedire che le attività svolte entro la propria giurisdizione o sotto il proprio controllo non arrechino danni all'ambiente di altri Stati o a zone

(STOCCOLMA 1972) , www.arpal.gov.it

situate al di fuori dei limiti della loro giurisdizione nazionale¹⁵¹.

Si è inoltre alla ricerca di un Nuovo ordine Economico Internazionale cioè si tenta di mettere in pratica un sistema basato sul diritto dei paesi in via di sviluppo di ricevere assistenza dagli altri senza disattendere mai il principio di sovranità permanente di ogni Paese sulle proprie risorse naturali e rispettando la paritaria partecipazione dei paesi sottosviluppati alle relazioni economiche internazionali¹⁵². In particolare, l'anno seguente la Conferenza di Stoccolma, è stato istituito l'UNEP (United Nations Environment Programme) un organismo che tra i compiti ha quello di fare da guida e incoraggiare la diffusione di una sensibilità nei confronti dell'ambiente, inoltre coerentemente con quanto stabilito nel quadro dell'UNCHE era prevista l'adozione di una serie di azioni volte al monitoraggio delle condizioni dell'ambiente. Così nel 1977 è stato redatto, per conto dell'ONU, il "Rapporto Leontief"¹⁵³ inteso a valutare i possibili scenari di fine secolo rispetto al binomio sviluppo-ambiente e nel 1987, la Commissione mondiale sull'Ambiente e lo Sviluppo (WCED, World Commission on

151Cfr. R. BUSS, *United Nations Conference on the Human Environment (UNCHE)*, Stockholm, Sweden

152Cfr. A.MONTAGNA, Sviluppo sostenibile, la politica dei piccoli passi, in Villaggio Globale - "Se l'inverno è dentro", n. 20, dicembre 2002 .

Environment and Development) istituita nel maggio 1984 dall'Assemblea Generale delle Nazioni Unite allo scopo di fornire raccomandazioni, ha prodotto il cd. "Rapporto Brundtland" ("Our Common Future").

Quest'ultimo documento ha importanza fondamentale perché pose le basi della seconda fase dello sviluppo del diritto internazionale ambientale, iniziata a Stoccolma e caratterizzata dalla conclusione di trattati soprattutto di natura settoriale e basati sulla prevenzione del danno e sull'inquinamento transfrontaliero; si analizzano gli elementi più problematici della relazione tra ambiente e sviluppo, a soluzione della quale si avanzano delle proposte che Governi, Organizzazioni internazionali ma anche i singoli cittadini, dovrebbero mettere in atto, e per la prima volta si affrontano anche le criticità della tutela ambientale e quelle dello sviluppo economico sottolineando il legame che intercorre tra le stesse. Tale documento però riveste un'importanza fondamentale soprattutto per aver introdotto un concetto che fino ad allora non era conosciuto, o forse non era stato ancora chiarito con precisione, quello di "Sviluppo Sostenibile" che si basa sull'idea secondo cui bisogna dar vita ad una forma di sviluppo presente che non intacchi però l'ambiente al punto da compromettere la

153Cfr. W.LEONTIEF, *Il futuro dell'economia mondiale. Rapporto per le Nazioni Unite sui problemi economici di lungo termine: popolazione, risorse alimentari, risorse minerarie, inquinamento, commercio, movimento di capitali, strutture istituzionali*, EST Mondadori, Milano, 1977 (tit. orig. The Future of the World Economy).

possibilità delle generazioni future di soddisfare le proprie esigenze di godimento delle risorse naturali¹⁵⁴. Ne consegue anche una nuova maniera di gestire le relazioni economiche tra Stati i quali dovranno garantire un utilizzo sostenibile delle risorse naturali, in particolare sfruttando quelle non rinnovabili in modo tale da non causarne il rapido esaurimento e quelle rinnovabili non senza tenere in debita considerazione la loro capacità di rigenerazione e quindi evitando di determinarne il progressivo logoramento.

Da questo momento in poi il concetto di sviluppo sostenibile avrebbe imperniato di sé tutta la produzione normativa internazionale volta alla tutela ambientale e rispecchiato l'esigenza fondamentale per cui nelle politiche di sviluppo non si potesse più prescindere dal considerare strumenti e misure che di pari passo proteggessero anche la natura e l'ecosistema, ed è in tale ottica che qualche anno dopo si è organizzato il summit a Rio De Janeiro in occasione del quale si è cercato di dare effettiva attuazione a questa nuova concezione trasferendola nella prassi politica ed istituzionale di tutti gli stati. In realtà, già prima di Rio, negli anni immediatamente successivi al vertice di Stoccolma, l'impegno della comunità internazionale nel raggiungimento di migliori livelli di sostenibilità ha trovato

154Vedi. D.HINRICHSSEN, *World Commission and Development, Our Common Future: a reader's guide*, London, Washington,D.C, Earthscan 1987

riscontro in diversi importanti accordi ambientali multilaterali, incentrati sui problemi della sovrappopolazione, dell'acqua e del clima del pianeta. In particolare qui ne citeremo molto brevemente soltanto qualcuna:

- *Convenzione sul Commercio Internazionale delle specie a rischio di estinzione* (CITES, Convention of International Trade in Endangered Species) firmata il 3 marzo 1973 a Washington.
- *Convenzione di Ginevra del 1979 sull'inquinamento atmosferico*; – il World Climate Programme (WCP) che regola le emissioni di anidride solforosa, ossidi di azoto, composti organici volatili (Cov) ed inquinanti organici persistenti (Pops).
- *Convenzione di Vienna sulle sostanze che assottigliano lo strato di ozono nella stratosfera*, conclusa il 22 marzo 1985, in attuazione della quale il Protocollo di Montreal¹⁵⁵, del 16 settembre 1987, ha stabilito le misure per la riduzione delle

¹⁵⁵La Conferenza delle Parti del Protocollo di Montreal si riunisce ogni anno al fine di valutare la validità e l'efficacia delle misure di controllo imposte dal Protocollo, aggiornare le norme di applicazione e, ove necessario, apportare modifiche al Trattato attraverso decisioni ed emendamenti. Tali lavori vengono svolti dalle due sessioni preparatorie alla Conferenza, chiamate "Open Ended Working Group" (OEWG) che si riuniscono ogni anno, generalmente nel mese di giugno, a Ginevra; [Http://www.earthsummit2002.org](http://www.earthsummit2002.org)

produzioni e degli usi delle sostanze pericolose per la fascia di ozono stratosferico.

- *Conferenza di Toronto* del 1988, durante la quale si è giunti alla sottoscrizione di importanti impegni con l'obiettivo di prevenire i cambiamenti climatici.
- *Convenzione sul Controllo del Movimento Transfrontaliero di Rifiuti Pericolosi e relativa Eliminazione*, adottata a Basilea il 22 marzo 1989 al fine di regolamentare i quasi quattro milioni di tonnellate di rifiuti tossici esportati ogni anno.

Il percorso intrapreso a Stoccolma verso un'attuazione concreta dello sviluppo sostenibile viene nel 1992 ripreso e integrato dalla Conferenza sull'Ambiente e lo Sviluppo (UNCED, United Nations Conference on Environment and Development), tenutasi a Rio de Janeiro il cui obiettivo prioritario era quello di instaurare *una nuova ed equa partnership globale, "attraverso la creazione di nuovi livelli di cooperazione tra gli Stati, i settori chiave della società ed i popoli, procedendo attraverso la conclusione di intese internazionali dirette a tutelare l'integrità del sistema globale dell'ambiente e dello sviluppo"*¹⁵⁶. Per promuovere tali obiettivi la Dichiarazione oltre che focalizzarsi sul solo

¹⁵⁶Vedi. MARCHISIO, *Gli atti di Rio nel diritto internazionale*, in Riv. Dir. Int., 1992, n. 3, pp. 581-621.

rapporto sviluppo-ambiente ha evidenziato la necessità di sradicare la povertà e tenere conto delle esigenze dei paesi in via di sviluppo con l'ulteriore previsione, però, di un obbligo di compensazione degli eventuali danni ambientali¹⁵⁷. In tale occasione si ritenne inoltre opportuno fornire una giusta guida a tutti quei soggetti coinvolti in attività riguardanti l'ambiente e lo sfruttamento delle sue risorse e vennero così prese in considerazione le valutazioni di impatto ambientale preventive e furono stabiliti in forma solenne 27 principi guida cui doveva attenersi la futura strategia sostenibile; tra questi il principio preventivo e il principio del “chi inquina paga” sono sicuramente quelli a cui è rivolta maggiore attenzione da parte dell'industria degli idrocarburi.

Per fornire ulteriori strumenti, in sintonia con gli obiettivi perseguiti a Rio, tra l'altro fu elaborata l'Agenda 21, un programma d'azione ad ampio spettro che, pur non contenendo alcun vincolo sul piano giuridico, mirava a realizzare una più equilibrata coesistenza tra ambiente e sviluppo in un ambito di generale cooperazione internazionale. Questo documento consisteva in un vero e proprio piano d'azione da adottare a partire dagli anni '90,

¹⁵⁷Il summit di Rio è stato occasione anche di altre importanti iniziative come la Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC, United Nations Framework Convention on Climate Change) e la Convenzione sulla diversità biologica (Convention on Biological Diversity).

strutturato in 40 capitoli, dedicati a tutti i campi¹⁵⁸ nei quali si riteneva necessario adottare un modello di sviluppo sostenibile e per il quale si definivano le strategie e le misure atte a ridurre il degrado¹⁵⁹. In essa, infatti, si ribadivano i principi basilari del progresso¹⁶⁰ come la partecipazione democratica, l'eliminazione della povertà e la cooperazione internazionale e si prevedeva tra le necessità più impellenti l'integrazione delle problematiche ambientali ad ogni livello istituzionale per assicurare una maggior coerenza tra le politiche settoriali¹⁶¹.

Dopo vent'anni dalla Dichiarazione di Stoccolma la conferenza di Rio si pensava avrebbe finalmente

158Gli ambiti specifici erano: le foreste, gli oceani, il clima. Gli ambiti generali invece erano: la demografia, la povertà e le risorse idriche.

159Cfr. PINESCHI, La Conferenza di Rio de Janeiro su ambiente e sviluppo in Riv.Giur.Amb., 1992, p.706 ss.; ID., Tutela dell'ambiente e assistenza allo sviluppo: dalla Conferenza di Stoccolma (1972) alla Conferenza di Rio (1992), 1994, p. 493 ss.

160Vedi. DEPARTMENT OF ECONOMIC AND SOCIAL AFFAIRS, DIVISION FOR SUSTAINABLE DEVELOPMENT, URL:
www.un.org/esa/sustdev/documents/agenda21/english/agenda21toc.htm.

161L'Agenda 21 identifica nove gruppi principali quali partners dei Governi nell'attuazione a livello mondiale degli accordi di Rio: le donne, i coltivatori, i giovani, i sindacati, il mondo degli affari e dell'industria, le autorità locali, gli scienziati e le popolazioni indigene.

risvegliato la comunità internazionale dal torpore fino ad allora dimostrato e messo in atto con un progetto concreto e duraturo di educazione degli stati a uno sviluppo sostenibile. Per tali ragioni infatti fu istituita anche la Commissione sullo sviluppo sostenibile per verificare i progressi compiuti dagli stati nell'attuazione degli accordi conclusi a Rio ed è stato anche potenziato il fondo per l'ambiente, il Global Enviromental Facility (GEF). Purtroppo però per quanto per molti aspetti si potesse considerare una convenzione innovativa, e sebbene i principi espressi in quella sede rivestano tutt'ora grande importanza, si rivelò un fallimento: oltre che per l'atteggiamento ostile di alcuni stati in sede di approvazione delle varie convenzioni anche, e soprattutto, per ciò che riguarda i risultati concreti. In seguito a quell'occasione si sperava che i Paesi ricchi avrebbero aiutato quelli in via di sviluppo a combattere la povertà e ad evitare lo stesso cammino inquinante, invece i progressi si sono dimostrati più lenti di quanto auspicato e la situazione dell'ambiente nel mondo è ancora lontana dal potersi considerare soddisfacente, inoltre le nazioni più industrializzate oltre a non avere adempiuto ai propri doveri ma non si sono nemmeno spinte avanti molto nel mantenere le promesse fatte a Rio, e sembra quasi che nel soddisfacimento dei propri interessi

la questione ambiente sia più intralcio che un interesse¹⁶². Del resto tale incapacità della comunità internazionale di assumere decisioni in grado di scavalcare interessi specifici a favore del benessere dell'umanità è emersa anche nel giugno del 1997, quando si è tenuto a New York un vertice convocato dall'Assemblea generale dell'ONU allo scopo di valutare la situazione dopo Rio e di verificare l'attuazione dell'Agenda 21 e degli altri impegni assunti in quell'occasione.

Il primo esempio di trattato globale legalmente vincolante riguardante l'ambiente a cui sarebbero stati sottoposti molti Paesi e le relative industrie fu il Protocollo di Kyoto.

Ma è necessario fare prima un passo indietro, e chiarire che è frutto di quella Convenzione quadro sui Cambiamenti Climatici (United Nations Framework Convention on Climate Change–UNFCCC) adottata a Rio De Janeiro nel 1992 per la quale, da quel momento in poi, ogni anno è stata convocata la cosiddetta Conferenza delle Parti (COP) per verificare l'effettivo rispetto degli impegni assunti da parte dei paesi firmatari; è proprio a Kyoto che nel 1997 tale conferenza, riunitasi per la terza volta, approva il protocollo¹⁶³.

162Cfr. R. PALOSCIA R., D. ANCESCHI, *Territorio, ambiente e progetto nei paesi in via di sviluppo*, F. Angeli, Milano, 1996.

163Vedi <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=URISERV:l28060> Protocollo di Kyoto sui cambiamenti climatici.

A Kyoto sono stati fissati alcuni obiettivi in termini di riduzione di emissioni di gas di cui sono responsabili i Paesi sviluppati, e sono stati, successivamente, chiamati ad elaborare e attuare politiche specifiche tutti i relativi governi. Per favorire l'attuazione degli obblighi e incentivare la cooperazione internazionale, il Protocollo ha introdotto alcune novità rispetto alla Convenzione UNFCCC, una di queste era l'utilizzo dei meccanismi di flessibilità che erano stati concepiti allo scopo di facilitare il raggiungimento degli obiettivi di riduzione pattuiti dalle parti senza un eccessivo onere economico a loro carico. Tali meccanismi previsti dal protocollo di Kyoto sono 3 e oltre alla “Joint Implementation”, cioè la possibilità di guadagnare crediti per i Paesi *Annex I* (ossia con obiettivi di contenimento e riduzione delle emissioni di gas serra), investendo in progetti di riduzione delle emissioni in altri Paesi *Annex I*, sono stati stabiliti due nuovi strumenti: il primo è la “Emission Trading” , con la quale si legittima il trasferimento o l'acquisto a/o verso un altro Paese nell'esecuzione dei propri obblighi, il secondo è il “Clean Development Mechanism”, finalizzato a guadagnare crediti investendo in progetti di riduzione delle emissioni nei paesi in via di sviluppo (e quindi non *Annex I*)¹⁶⁴. Purtroppo però

164Vedi. M.MONTINI, *Il protocollo di Kyoto e il clean development mechanism: aspetti giuridici e istituzionali*, Università di Siena, Dipartimento di diritto dell'economia, quaderni, pp. 1-26 Giuffrè Editore, 2008

tale trattato si limita a istituire tali meccanismi ma non contiene regole precise su di essi e sul loro funzionamento e nonostante saranno convocate altre Conferenze delle Parti la questione resta irrisolta e comunque oggetto di non poche critiche¹⁶⁵.

Il Protocollo di Kyoto ha rappresentato certamente una tappa fondamentale nel percorso verso il recupero di un equilibrato ecosistema¹⁶⁶, purtroppo però non è stato sufficiente per muovere le coscienze dei vari Paesi sull'importanza di una tutela ambientale da come è stato dimostrato nel Summit mondiale sullo sviluppo sostenibile (World Summit on Sustainable Development - WSSD), svoltosi a Johannesburg, Sudafrica, dal 26 agosto al 4 settembre del 2002.

Questo incontro infatti è stato organizzato dalle Nazioni Unite 10 anni dopo la Conferenza di Rio De Janeiro con lo scopo di verificare lo stato di attuazione degli impegni che avevano assunto gli Stati e purtroppo si è dovuto constatare che, pur essendoci stata una presa di coscienza globale sulle priorità ambientali, comunque non sono stati

¹⁶⁵Tale questione nonostante fosse di fondamentale importanza, sembra paradossalmente aver perso l'interesse degli stati, basti pensare agli Stati Uniti che dopo anni di incertezze alla fine hanno deciso ufficialmente di non ratificare il Protocollo di Kyoto soprattutto perchè giudicarono il costo della sua attuazione eccessivo per la loro economia.

¹⁶⁶ I Paesi che hanno ratificato il Protocollo raggiungono il 44,5% delle emissioni globalmente generate.

prodotti risultati tangibili. Infatti, l'equilibrio ecologico si è deteriorato, la povertà mondiale è aumentata e il bisogno di cambiare i metodi di produzione e consumo è stato pressoché ignorato.

Di fronte a questa realtà è parso chiaro che gli sforzi fino ad allora profusi per evitare e prevenire le violazioni in materia ambientale non abbiano purtroppo raggiunto l'obiettivo in modo soddisfacente quindi quell'occasione doveva essere una svolta come anche ribadito in quella sede dal Segretario Generale Kofi Annan: « *Così come si può ritenere che l'Agenda 21 e tutto quello che ne è derivato ci abbia fornito il "quale" – qual è il problema, quali principi debbono guidare la nostra risposta –, altrettanto si deve auspicare che Johannesburg fornisca il "come" – come provocare i necessari cambiamenti nella politica statale; come impiegare le politiche tributarie e gli incentivi fiscali per trasmettere il giusto segnale al mondo degli affari e dell'industria; come offrire delle scelte migliori ai singoli consumatori e ai produttori; ed infine come "far fare le cose"*¹⁶⁷». Gli Stati così hanno ribadito

167Inoltre Kofi Annan in occasione di una conferenza, tenuta presso la London School of Economics and Political Science nel 2002, afferma che l'unica cosa che abbiamo appreso nel corso degli anni è che né gli scenari bui ed apocalittici, né le critiche distruttive riusciranno mai a spingere le persone e i Governi ad agire. Quel che è necessario è una visione positiva, una mappa comprensibile che spieghi come andare "da qui a lì", e una precisa responsabilità assegnata a ciascuno dei numerosi attori operanti nel sistema. URL: www.onuitalia.it.

formalmente il proprio impegno a conseguire uno sviluppo sostenibile adottando un documento finale, composto da una Dichiarazione politica (The Johannesburg Declaration on Sustainable Development from our origins to the future) e un Piano d'azione sullo sviluppo sostenibile (Plan of Implementation of the World Summit on Sustainable Development), diretti a colmare alcune delle importanti lacune che hanno ostacolato l'attuazione dell'Agenda 21 e a considerare in maniera adeguata alcune tematiche in passato trascurate, il tutto fissato in tre pilastri, tra loro collegati, che dovevano essere un riferimento nell'operato degli stati: il pilastro economico, il pilastro ambientale e soprattutto il pilastro sociale indirizzato allo sradicamento della povertà.

Per quanto le intenzioni alla vigilia del Summit sembrassero chiare, in realtà la sua preparazione e la sua partecipazione sono avvenute in un clima di forte scetticismo forse derivante dall'osservazione del disimpegno degli Stati Uniti, che non presentarono alcuna delegazione a Johannesburg, che, in quanto potenza fondamentale per l'attuazione di certe misure, sembrava rendere qualsiasi decisione una vuota dichiarazione di intenti; in ogni caso il vertice si è chiuso in modo apparentemente deludente con molti discorsi e pochi accordi concreti dovuti alla scarsa volontà dei governi

nazionali di impegnarsi attivamente sui temi dibattuti¹⁶⁸.

2. 1. La responsabilità internazionale ed europea per danno provocato dagli idrocarburi

Alla luce delle considerazioni fatte riguardo lo scarso interesse degli Stati in materia di ambiente, non stupisce sapere che nell'ambito del diritto internazionale difficilmente si perviene a una effettiva tutela quando ad essere compromesse sono le risorse naturali. Gli Stati, infatti, si dimostrano ancora riluttanti a riparare i danni ambientali causati e le controversie portate davanti alla Corte internazionale di Giustizia per episodi transnazionali

168Come sostenuto dal Segretario Generale delle Nazioni Unite, Kofi Annan, occorre che i Paesi industrializzati facciano un j'accuse ed inizino a "essere politicamente coraggiosi", affrontando la realtà seppur scomoda e dice: "il modello di sviluppo a cui siamo abituati è stato conveniente per pochi, ma disastroso per molti, una strada per la prosperità che stravolge l'ambiente e lascia la maggioranza dell'umanità nello squallore presto si dimostrerà essere una strada senza uscita per tutti". Sono i Paesi ricchi, secondo Annan, che "devono aprire la strada" perché "ne hanno i mezzi finanziari e tecnologici e sono loro i responsabili di una quota sproporzionata dei problemi ecologici mondiali; ci vuole responsabilità l'uno per l'altro, come membri di una singola famiglia umana, ma specialmente per i poveri e gli oppressi". Cfr. s.a., Kofi Annan striglia i Grandi "Ci vuole più responsabilità", in La Repubblica, 2 settembre 2002.

di inquinamento, oltre a ridursi a un numero esiguo, sono caratterizzate da procedimenti lunghi e costosi preceduti da estenuanti negoziazioni. Nel diritto internazionale pattizio sono scarsi i richiami alla responsabilità degli Stati nel senso di obbligo di riparare i danni all'ambiente, generalmente questi preferiscono stipulare convenzioni in cui l'obbligo di riparazione per i danni causati è posto in capo a soggetti privati, attuando così un trasferimento della responsabilità dal livello internazionale a quello statale. In alcuni di questi accordi è prevista, accanto alla responsabilità dei soggetti privati, una responsabilità residuale degli Stati, sia sotto forma di contributi a fondi pubblici che si attivano qualora i danni eccedano i limiti della responsabilità degli operatori, sia sotto forma di garanzia degli operatori da parte degli Stati per i danni causati.

Facendo un passo indietro bisogna innanzitutto chiarire cosa si intende per danno ambientale nel diritto internazionale. Il danno ambientale da inquinamento è l'insieme degli effetti avversi, che una determinata fonte, sia essa una nave o un impianto, sotto il controllo di uno Stato, provoca a un altro Stato o al proprio territorio. In questo caso non si fa riferimento ai danni arrecati a interessi individuali, alla salute umana o al patrimonio artistico ma solamente ai danni strettamente legati all'ambiente e alle sue risorse; siano esse patrimonio

esclusivo di un determinato Stato o meno (come l'Antartide).

Il danno può consistere sia in una perdita di valore d'uso dell'ambiente, sia in una perdita di valore estetico dello stesso e può essere cagionato o da un evento accidentale, come la fuoriuscita di petrolio da una nave, sia colposo, dovuto per esempio a una fuoriuscita di gas tossici da un giacimento che non rispetta gli standard di sicurezza.

Nell'ambito internazionale i danni da inquinamento ambientale possono essere disciplinati, sia dal diritto internazionale consuetudinario, sia da quello convenzionale. Prima di tutto bisogna esaminare quali siano gli obblighi degli Stati in relazione a situazioni in cui si manifestano danni da inquinamento transfrontaliero causati dalle attività legate allo sfruttamento degli idrocarburi. Le conseguenze derivanti da attività di ricerca e sfruttamento di idrocarburi rientrano nella più grande categoria dei danni causati da atti non proibiti nel diritto internazionale. Questa materia è stata a lungo oggetto di studio della Commissione di Diritto Internazionale (CDI) che, premettendo che certe attività non possono essere vietate per il solo fatto di poter eventualmente arrecare dei danni, ha adottato i cosiddetti “Draft Principles”, cioè dei principi relativi alla responsabilità per danni transfrontalieri derivanti dall'esercizio di attività pericolose. Questi sono stati elaborati per quei casi in cui non esistono degli

accordi internazionali speciali che stabiliscono delle regole sulla responsabilità. Quando si parla di attività pericolose si fa riferimento o a quelle che hanno una bassa probabilità di provocare un danno disastroso o a quelle che hanno un'alta probabilità di provocare un danno significativo, ma non disastroso e l'obiettivo dei draft principles è quello di assicurare un rapido e adeguato risarcimento per il danno sofferto dagli Stati che è stato causato da un'attività pericolosa svolta sotto il controllo o la giurisdizione di un'autorità statale diversa. Questi principi non contengono norme che riguardano le forme di risarcimento dei danni transfrontalieri perché la loro determinazione è lasciata ai singoli Stati, a livello interno o preferibilmente sul piano internazionale. Però non sembra che gli Stati siano disposti ad accollarsi la responsabilità internazionale specialmente per danni provocati da attività lecite e quindi il fatto che nella prassi ci siano casi in cui gli Stati hanno indennizzato per i danni causati non è particolarmente significativo, anche perché generalmente è avvenuto a titolo di cortesia. Gli Stati possono assumere al massimo in via convenzionale obblighi di prevenzione, mentre sul versante della responsabilità si impegnano attraverso la stipulazione di Convenzioni ad hoc. La debolezza dei draft principles sta proprio in questa incapacità di imporre agli Stati la loro applicazione in maniera significativa. Gran parte della dottrina concorda sull'esistenza di una speciale responsabilità dei Paesi industrializzati nel campo della

protezione dell'ambiente. Infatti, non si può negare che questi stati abbiano contribuito, e ancora lo fanno, al degrado ambientale del pianeta e, soprattutto abbiano mezzi e capacità notevolmente diversi per promuovere progetti di tutela e risarcimento ambientale. Così in molti sentono la necessità di un regime differenziato di responsabilità rispetto agli obblighi di tutela dell'ambiente. Questo concetto trova piena affermazione nella dichiarazione di Rio¹⁶⁹ e nella prassi si è tradotto in una serie di convenzioni che prevedono regimi differenziati di responsabilità per il raggiungimento di obiettivi ambientali, applicabili ai Paesi sviluppati e a quelli con un livello di sviluppo più basso. Nel diritto internazionale pattizio troviamo da tempo, regole specifiche volte ad introdurre meccanismi di responsabilità civile inquadrati all'interno di contesti internazionali, in particolare per i fenomeni di inquinamento derivanti da attività pericolose; sono norme strutturate come convenzioni di diritto uniforme che contengono anche aspetti di diritto internazionale processuale¹⁷⁰.

169Il principio n°7 della Dichiarazione di Rio De Janeiro stabilisce che: “i Paesi sviluppati danno atto della responsabilità gravante su di loro nel raggiungimento, a livello internazionale, degli obiettivi di sviluppo sostenibile determinata sia dalla pressione che le società di questi ultimi esercitano sull'ambiente globale, sia sulle tecnologie e le riserve finanziarie di cui essi dispongono”.

170Cfr. *Diritto Internazionale dell'ambiente*, Manuale di Diritto

Nel caso di specie, cioè i danni causati dagli idrocarburi, uno dei fenomeni di questo tipo più diffusi è lo sversamento in mare di idrocarburi in grande quantità causato dal naufragio di navi petroliere. Se ne conosco tanti casi di disastri ambientali di questo tipo come per esempio il caso della Exxon Valdez del 1989 in cui 11 milioni di galloni di petrolio furono riversati nei mari dell'Alaska, oppure il caso della rottura dello scafo della Prestige nel 2002, in ogni caso le ripercussioni degli incidenti sull'ambiente naturale circostante e sull'uomo variano da caso a caso, a seconda del tipo di petrolio scaricato in mare, delle modalità dell'incidente e della distanza dalla costa. Ad ogni modo, ogni volta che accadono sinistri coinvolgenti petroliere, gli strumenti a disposizione a livello internazionale per far fronte ai disastri ambientali marini vengono messi a dura prova, perché quasi sempre sono inadeguati per far fronte alle disastrose ripercussioni ambientali.

Successivamente all'incidente della Torrey Canyon del 1967, la International Maritime Organization ha promosso l'adozione di una serie di Convenzioni mirate a incoraggiare la prevenzione e che favorivano l'introduzione di regole di responsabilità civile da applicarsi ai casi di sinistri marittimi dovuti a fuoriuscite di petrolio. I primi accordi internazionali di questo tipo furono la Civil Liability

dell'ambiente, Simone Editore, pag. 13 e ss.

Convention, che istituì un regime di responsabilità civile per danni provocati da idrocarburi, e la Fund Convention che istituì un fondo internazionale di risarcimento per i suddetti danni. Queste due convenzioni si posero come modello per tutti i futuri accordi internazionali in materia ambientale. Ovviamente, c'è da dire che, gli idrocarburi non provocano danni solo in caso di fuoriuscite accidentali ma anche in occasione dello sfruttamento e della ricerca di risorse minerarie nei fondali marini, ed entrambi i casi sono disciplinati da apposite Convenzioni sulla responsabilità civile, tra queste, va accennata, innanzitutto, la Convenzione Internazionale sulla responsabilità civile per i danni derivanti da inquinamento da idrocarburi, che prevede che colui che, al momento di un incidente, o, se l'incidente consiste in una successione di fatti, al momento in cui si è verificato il primo fatto della serie, è proprietario della nave, sia responsabile di ogni danno da inquinamento che risulti da una fuga o dallo scarico di idrocarburi dalla propria nave in seguito all'incidente.

Poi va ricordata anche la Convenzione del 2001 che riguarda i danni provocati dal combustibile utilizzato nella propulsione delle navi; questa fu adottata perché il combustibile “bunker oil” è particolarmente resistente alla dispersione nell'ambiente ed è più costoso da ripulire.

Tornando alle prime due convenzioni, abbiamo detto che divennero un esempio per tutti gli accordi internazionali

successivi, ma per una ragione molto semplice, avevano delle caratteristiche tali da renderle anche durature nel tempo e permettere una lunga lista di adesioni.

- La Civil Liability Convention: è una convenzione che disciplina i danni da inquinamento causati nelle acque territoriali degli Stati contraenti e nella zona economica esclusiva. Affinché tale convenzione si possa applicare è necessario che vi sia stato un incidente di natura accidentale con conseguente spargimento di idrocarburi. Secondo le previsioni in essa contenute la responsabilità è attribuita al proprietario della nave perché è più facile da individuare da parte della vittima e inoltre, la previsione di una responsabilità oggettiva, fa in modo che questa non debba dimostrare anche la colpa del responsabile. Però è anche vero che la responsabilità del proprietario è limitata fino ad un tetto massimo fissato dalla Convenzione, che nonostante sia aumentato nel tempo, continua ad essere limitato per tutelare il proprietario. Designare come responsabile quest'ultimo soggetto non ha posto particolari problemi di applicazione, finché la situazione non è cambiata con l'incidente della Erika.

- La *Fund Convention*: è una convenzione, non più in vigore, che istituisce un fondo destinato, l'International Oil Pollution Compensation Funds ai soggetti che hanno subito un danno da idrocarburi. Questo era costituito dai contributi versati dalle imprese che si occupavano delle importazioni, e costituiva una sorta di assicurazione a carattere integrativo e sussidiario. L'entità massima del risarcimento prevista per le vittime era di 135 milioni di Special Drawing Rights¹⁷¹, cioè circa 185 milioni di euro, ma dopo i casi Erika e Prestige si evidenziò l'inadeguatezza dei limiti di indennizzo, anche perché nei casi in cui i fondi erano insufficienti si disponeva la riduzione, in proporzione, della quota spettante ad ogni danneggiato. Comunque sono esonerate da responsabilità del fondo le navi di proprietà statale.

I regimi posti da queste due convenzioni si può dire che abbiano privilegiato la riparazione del danno a scapito della prevenzione o degli effetti dissuasivi che sembra che in tal modo non vengano per niente incoraggiati. E tali difetti si

171I Diritti Speciali di Prelievo (abbreviato DSP, in inglese Special Drawing Rights o SDRs) sono un particolare tipo di valuta. Si tratta dell'unità di conto del FMI (Fondo Monetario Internazionale), il cui valore è ricavato da un paniere di valute nazionali, rispetto alle quali si calcola una sorta di "comune denominatore": il risultato è il valore dei DSP. Scopo precipuo dei DSP era rimpiazzare l'oro nelle transazioni internazionali: per questo i Diritti Speciali di Prelievo sono definiti anche oro di carta.

mostrano chiaramente con i disastri delle navi Erika e Prestige.

- Caso Erika: la petroliera maltese Erika nel 1999 si è spezzata in due al largo delle coste della Bretagna mentre era in viaggio per importare della nafta alla società francese Totalfina. In seguito all'incidente si sono riversate in mare circa 8000 tonnellate di carburante e probabilmente la causa era dovuta al fatto che la nave avesse più di 26 anni e che si trovasse in un pessimo stato di manutenzione. Il fondo purtroppo però non era sufficiente a soddisfare tutte le richieste di indennizzo e tale situazione screditò il fondo che, dopo quella volta cambiò politica e nel 2003 si stabilì che le risorse in esso contenute avrebbero risarcito il 100% dei danni ad esclusione delle spese sostenute dal governo francese. Nel 2005 le richieste di indennizzo al fondo furono circa 7000.
- Caso Prestige: un incidente coinvolse una petroliera delle Bahamas molto vecchia, le cui conseguenze furono, un riversamento di petrolio nel mare della Spagna che ha contaminato circa 200 chilometri di costa. Le richieste di indennizzo fatte superarono di molto il tetto del Fondo IOPC e quindi ci fu una spinta per una modificazione della disciplina.

Dopo questi incidenti il fondo IOPC e la IMO decisero di

adottare una serie di iniziative intese a migliorare sia la prevenzione che il risarcimento dei danni creati dalle fuoriuscite di petrolio. Per prima cosa è stata facilitata la cessazione degli effetti della convenzione istitutiva del fondo di indennizzo con un Protocollo entrato in vigore nel 2001. In seguito è stata aumentata la soglia massima del fondo, per aumentare le chances delle vittime di ottenere un risarcimento adeguato. Ma la terza e più significativa novità sicuramente è costituita dal fondo di indennizzo dei danni da idrocarburi di terzo livello, che aumenta in modo consistente l'entità del risarcimento a disposizione dei danneggiati. Così, per raggiungere lo scopo, nel 2003 è stato istituito il fondo di indennizzo di terzo livello che aumentava il plafond dei risarcimenti ammessi dalla disciplina precedente e allargava il novero dei casi suscettibili di risarcimento.

L'adesione a tali Convenzioni però non è stata presa in considerazione da tutti i Paesi, gli Stati Uniti ad esempio decisero di optare per una disciplina diversa con degli Statuti che regolavano la responsabilità legata ad attività pericolose, tra cui la fuoriuscita di petrolio. Importante in tale ambito fu L'Oil Pollution Act del 1990 che prevede un regime di responsabilità più severo delle precedenti Convenzioni. Questo statuto fu il risultato dell'impatto che ebbe sull'opinione pubblica il disastro della Exxon Valdez del 1989 che portò la Compagnia petrolifera a una

condanna al pagamento di \$900 milioni a titolo di indennizzo per i danni subiti dalle risorse naturali. L'adozione dell'OPA mise in luce le carenze che presentavano la CLC e la FC e fu accolto molto positivamente da coloro che chiedevano un regime più severo e speravano in una soluzione alle lacune esistenti in materia. In questa nuova disciplina si notano subito le novità, prima di tutto non limitava i poteri degli Stati di adottare eventualmente legislazioni nazionali che si aggiungevano all'adesione all'OPA, e poi per quanto il disastro deve essere causato dalla fuoriuscita di idrocarburi e per quanto si debba, anche in questo caso, individuare un soggetto responsabile, comunque si fa riferimento a concetti più ampi, perché si fa riferimento a tutti i tipi di petrolio provenienti da un qualsiasi tipo di nave e la figura del responsabile non deve necessariamente combaciare con il proprietario della nave. La responsabilità comunque resta una responsabilità oggettiva e in questo caso è anche solidale ma comunque limitata da massimali. Tuttavia questi limiti in alcuni casi non sono applicabili¹⁷², oppure non si applicano per effetto

172I limiti finanziari alla responsabilità non si applicano se l'incidente è provocato da: "Gross negligence or wilful misconduct o dalla violazione della legislazione federale sulla sicurezza e costruzione da parte del responsabile o di un suo subordinato". La responsabilità non può essere limitata, anche se, "la parte responsabile non riporta alle autorità la fuoriuscita di petrolio oppure non coopera o non si conforma all'ordine di rimozione".

dell'applicazione delle leggi dei singoli Stati americani. In ogni caso come prevenzione viene richiesta una prova della capacità finanziaria per le navi con un certificato che attesti la copertura per eventuali responsabilità e qualora vi sia un assicuratore a garanzia di queste può anche subire un'azione diretta per danno. La differenza più importante tra questo statuto e le due convenzioni sta nel considerare, nel novero dei danni alle risorse naturali, anche quelli arrecati ai “non use value”¹⁷³ dell'ambiente. Il problema in questo caso però era dato dalla mancanza di linee guida per la quantificazione dei danni e soprattutto di questi ultimi. Lo statuto delegava la valutazione e il calcolo alla National Oceanic and Atmospheric Administration che emanò alcuni regolamenti in materia. Per la stima invece dei danni non aventi un valore di mercato il quesito si pose con il caso Ohio vs United States Department of Interior, in questo caso la Corte suprema americana aveva individuato un metodo, tanto innovativo all'apparenza quanto inefficace successivamente, che era il Contingent Valuation Method, una tecnica con la quale si fa una sorta di stima approssimata del danno. Questa però non incontrò i favori dei giudici che la ritenevano poco attendibile e quindi ben presto venne rimpiazzata con la “Habitat equivalency analysis” che si basa per il calcolo del danno su quali

¹⁷³Il valore non uso è il valore che la gente assegna a beni economici, compresi i beni pubblici, anche se questi non hanno un valore d'uso, cioè il valore dell'uso diretto del bene. Il concetto è più comunemente applicato al valore delle risorse naturali e costruiti.

azioni di restauro fornirebbero una compensazione equivalente al pubblico per il valore della risorsa perduta.

Nonostante le numerose critiche ricevute, comunque l'adozione dell'OPA ha prodotto indubbi vantaggi perché ha incoraggiato la prevenzione degli incidenti, ha riformato i limiti di responsabilità, ed ha allargato il novero dei danni risarcibili.

A livello europeo le iniziative in materia di danni ambientali da idrocarburi invece sono state poche e inefficienti per anni. Negli anni '70 le istituzioni comunitarie si limitavano ad invitare ad aderire alle Convenzioni internazionali, quali la MARPOL per l'inquinamento dei mari, e altre promossa dalla IMO, aderendo talvolta la stessa Comunità Europea come soggetto unico. Un primo interessamento si nota con l'incidente del 1978 dell'Amoco Cadiz successivamente al quale furono introdotte delle misure comunitarie per migliorare la risposta alle emergenze ambientali causate dalla fuoriuscita di idrocarburi. Queste però non costituivano una disciplina unica, ma si riferivano a singoli interventi ad hoc, bisognerà aspettare il 1993 quando in seguito all'incidente della petroliera Braer il Consiglio europeo chiarisce la necessità di un costruire una vera e propria strategia comunitaria unica in materia di sicurezza marittima e stabilisce che sarebbero aumentati i controlli sul lavoro svolto dall'IMO. La vera presa di coscienza degli Stati però arrivò nel 1999 con l'incidente della Erika che

portò all'elaborazione di due pacchetti di misure la cui approvazione venne accelerata tre anni dopo in seguito all'incidente della Prestige, che dimostrò che vi era la necessità di una disciplina in quell'ambito.

Le prime iniziative furono chiamate Erika I, ed erano incentrate sulla prevenzione degli incidenti eliminando le navi che per l'età erano ormai inadatte e intensificando i controlli sulle stesse. Il pacchetto era composto da tre atti legislativi:

- Regolamento 1746/2003/CE: che accelerava l'entrata del divieto, per le petroliere a scafo singolo, di accesso alle acque comunitarie.
- Direttiva 2001/106/CE: che consentiva di ispezionare almeno il 25% delle navi che entrano nei porti comunitari.
- Direttiva 2001/105/CE: che stabiliva norme di controllo più severe sull'attività delle società abilitate a certificare l'idoneità strutturale e meccanica della nave.

La seconda serie di iniziative legislative chiamate Erica II fu approvata nel 2002 e tra gli atti comprendeva:

- Direttiva 2002/59/CE: che riguardava il monitoraggio del traffico marittimo antistante alle coste degli Stati della Comunità Europea.

- Regolamento 1406/2002/CE: con il quale è stata creata l'Agenzia sulla sicurezza marittima e con la quale si sono riorganizzati gli organismi competenti nel settore del trasporto marittimo.

Con queste previsioni sicuramente emerge l'intenzione in Europa di rafforzare il quadro legislativo in materia di sicurezza nei mari ma comunque in generale la strada sarebbe stata ancora lunga¹⁷⁴.

Le radici della disciplina europea della responsabilità civile per il danno ambientale affondano nella bozza della Direttiva sulla sorveglianza e sul controllo all'interno della Comunità delle spedizioni transfrontaliere di rifiuti pericolosi del 1984. Essa conteneva disposizioni sulla responsabilità e sull'assicurazione obbligatoria che però non furono mantenute nel testo definitivo. La responsabilità civile per danno ambientale, come è stato già detto, quale espressione del principio "chi inquina paga" è descritta per la prima volta nel Quarto Programma d'Azione del 1987 e l'importanza della sua previsione è stata ribadita nel successivo Quinto Programma d'Azione del 1993. Nel 1993 il Libro Verde sulla responsabilità civile per danno ambientale individuò le linee generali per un sistema europeo di responsabilità composto da: un regime generale

¹⁷⁴Cfr. S.POLI, *La responsabilità per danni da inquinamento transfrontaliero nel diritto internazionale*, Giuffrè, 2006.

fondato sulla colpa, un regime speciale di responsabilità oggettiva per le attività a rischio aggravato ed un fondo di indennizzo per i danni non imputabili a soggetti individuabili. Accanto al Libro Verde, atto meramente consultivo, furono per anni oggetto di studio e discussione la Convenzione di Lugano sulla responsabilità civile per danno derivante da attività pericolose per l'ambiente, redatta nello stesso anno nell'ambito del Consiglio d'Europa, che però si rivelò fallimentare.

La direttiva 2004/35/CE del Parlamento europeo e del Consiglio sulla responsabilità ambientale definisce una disciplina-quadro per la prevenzione e la riparazione dei danni all'ambiente basata sul principio "chi inquina paga". Essa è stata adottata al termine di un lungo dibattito e muove dall'esigenza di armonizzare i regimi di responsabilità civile degli Stati membri, assai eterogenei per quanto concerne l'imputazione dei danni ambientali e, quindi, suscettibili di comportare distorsioni della concorrenza tra imprese all'interno del mercato europeo. Il regime di responsabilità ambientale deve comportare l'internalizzazione dei costi ambientali da parte dell'inquinatore, perché se fosse lo Stato ad addossarsi le spese nascenti dal degrado ambientale verrebbero falsate le condizioni degli scambi e gli incentivi all'ubicazione degli investimenti¹⁷⁵. La direttiva sceglie la via

¹⁷⁵La Raccomandazione del Consiglio concernente l'imputazione dei

dell'armonizzazione minima per quanto concerne la nozione di danno ambientale, le attività da ritenersi soggette al regime di responsabilità e la nozione di operatore responsabile, il criterio di imputazione della responsabilità, le azioni da intraprendersi nel caso in cui il danno ambientale stia per verificarsi o si sia già verificato, il legittimato attivo e le opzioni per la riparazione del danno. Il testo comunitario lascia invece impregiudicate le scelte degli Stati membri su altri aspetti nodali della responsabilità quali la disciplina del nesso causale, la solidarietà dell'obbligazione passiva, l'assicurabilità del danno ambientale e le esenzioni dalla responsabilità, in particolare rispetto alle attività industriali autorizzate.

- Il concetto di danno: Per danno ai sensi della direttiva si intende “un mutamento negativo misurabile di una risorsa naturale o un deterioramento misurabile di un servizio di una risorsa naturale, che può prodursi direttamente o indirettamente”. Per servizio in questo contesto si

costi e l'intervento dei pubblici poteri in materia di ambiente del 3 marzo 1975, n.436 (GUCE 25 luglio 1975, L 194), già stabiliva al punto 1, terzo capoverso: "Allo scopo di evitare che gli scambi e l'ubicazione degli investimenti vengano pregiudicati da distorsioni di concorrenza, il che sarebbe incompatibile con il buon funzionamento del mercato comune, è necessario che in tutta la Comunità vengano applicati gli stessi principi per l'imputazione dei costi della protezione dell'ambiente contro l'inquinamento

intende “la funzione svolta da una risorsa naturale a favore di altre risorse naturali e del pubblico. E' escluso il danno tradizionale che rimane esclusivamente l'oggetto dei relativi accordi internazionali, nonché delle discipline nazionali. Non si applica dunque ai casi di lesioni personali, danni alla proprietà privata, perdite economiche e non interferisce con le discipline di tali tipi di danni tradizionali. Non conferisce ai privati il diritto di indennizzo. La Direttiva individua tre tipologie di danno: La prima categoria consiste in qualsiasi danno che produca significativi effetti negativi sul raggiungimento o il mantenimento di uno stato di conservazione favorevole delle specie e degli habitat naturali protetti. La Direttiva definisce significativi gli effetti negativi che tale tipologia di danno deve produrre sul raggiungimento o il mantenimento dello stato di conservazione favorevole di tali specie e habitat, ai fini dell'applicazione della disciplina. Inoltre precisa che l'entità di tali effetti deve valutarsi con riferimento alle condizioni originarie” tenendo conto dei criteri stabiliti nell'Allegato I alla Direttiva medesima. La seconda categoria di danno disciplinata dalla Direttiva, quella che interessa le acque, è così descritta: qualsiasi danno che incida in modo significativamente negativo sullo stato e sul potenziale ecologico, chimico e quantitativo delle

acque superficiali e sotterranee. In questo caso si istituisce un quadro per l'azione dell'Unione europea in materia di acque, che ha per oggetto l'organizzazione della gestione delle acque interne superficiali, sotterranee, di transizione e costiere per prevenire e ridurre l'inquinamento, promuoverne l'utilizzo sostenibile, proteggere l'ambiente, migliorare le condizioni degli ecosistemi acquatici e mitigare gli effetti delle inondazioni e della siccità. Sono dunque escluse le acque e l'ambiente marino oltre le acque territoriali. La terza categoria di danno è quella relativa al terreno. Esso è descritto come qualsiasi danno che consista in una contaminazione del terreno che crei un rischio significativo di effetti negativi sulla salute umana a seguito dell'introduzione diretta o indiretta nel suolo, sul suolo o nel sottosuolo di sostanze, preparati, organismi o microrganismi. L'ampiezza della tutela in questo caso è circoscritta all'inquinamento che produca un rischio per la salute umana, escludendosi, per esempio, l'erosione al terreno e il dissesto idrogeologico. Riguardo al regime della responsabilità si profilano due tipi di responsabilità. La prima è una responsabilità oggettiva in base alla quale è sufficiente la sussistenza del nesso causale tra azione e danno, per l'ipotesi di danno causato o minacciato nell'ambito di attività professionali che

presentino un rischio potenziale o reale per la salute umana o l'ambiente. La seconda è una responsabilità legata al comportamento del danneggiante che deve essere doloso o colposo. Questa seconda fattispecie concerne attività che non sono intrinsecamente pericolose per l'ambiente e per la salute, e in questi casi la responsabilità è condizionata alla colpa o al dolo.

Questi sono solo alcuni degli elementi che sono stati disciplinati dalla Direttiva, questa, infatti, si è occupata anche di altri aspetti, creando forse definitivamente un regime completo a livello comunitario. Ovviamente le critiche non hanno tardato ad arrivare, in primo luogo pur avendo ad oggetto i danni meramente ambientali essa dà una definizione ristretta di essi e poi conferisce agli Stati membri un notevole margine discrezionale nel decidere se far pagare o meno l'operatore per il costo delle misure di prevenzione e riparazione dei danni, ma soprattutto non sono previsti obblighi assicurativi. In conclusione può sembrare condivisibile l'idea di chi sostiene che la Direttiva avrà un limitato effetto pratico sul livello di protezione ambientale comunitario, ma sicuramente è il segno positivo di una rinnovata importanza che è attribuita

all'ambiente¹⁷⁶.

Una novità molto recente, che modifica e rinnova la Direttiva 2004/35/CE è stata un'altra Direttiva quella del 10 giugno 2013. Questa è relativa alla sicurezza delle attività offshore relative a petrolio e gas e le nuove disposizioni sono previste per garantire i più elevati standard di sicurezza per le piattaforme europee offshore riducendo il più possibile il verificarsi di incidenti connessi alle attività di esplorazione di idrocarburi e limitandone le conseguenze, attraverso interventi efficaci e tempestivi, per l'ambiente marino e per le popolazioni costiere. La direttiva prevede inoltre regole per la trasparenza e la condivisione delle informazioni e la cooperazione tra gli Stati membri anche in termini di previsione dei rischi e di risposta alle emergenze in ambito transfrontaliero, tra l'altro si applica anche agli impianti esistenti e alle attività in corso¹⁷⁷.

176Vedi. *DIRETTIVA 2004/35/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 21 aprile 2004 sulla responsabilità ambientale in materia di prevenzione e riparazione del danno ambientale*, <http://eur-lex.europa.eu/>.

Cfr. B.Pozzo, *La responsabilità ambientale in Europa: modelli di applicazione della Direttiva 2004/35/CE*, Assonime, 2009.

177Cfr. MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE, *L'Unione Europea adotta la direttiva per la sicurezza delle attività petrolifere offshore*, www.va.minambiente.it

3. L'introduzione delle valutazioni di impatto ambientale e delle valutazioni ambientali strategiche.

Come è stato detto più volte gli idrocarburi oggi giorno coinvolgono interessi molto più ampi che vanno oltre il loro ruolo di principale fonte di energia. L'industria degli idrocarburi infatti implica un grande potenziale di pericolo per l'ambiente e può avere un impatto nocivo su di esso sotto diversi aspetti: aria, acqua e salute delle popolazioni, in una sola parola, l'inquinamento.

L'inquinamento è conseguenza di tutte le attività e di tutte le varie fasi della produzione degli idrocarburi, dalla fase esplorativa alla raffinazione. Le acque di scarico, i rifiuti solidi e i gas generati durante le trivellazioni, la produzione, ma anche il trasporto, includono più di ottocento diversi agenti chimici tossici.

Bisogna, tra l'altro, tenere conto anche di altri tipi di impatto sull'ambiente che implicano un'intensificazione dell'effetto serra, le piogge acide e l'inquinamento delle acque sotterranee; conseguenze disastrose che sono già state studiate in modo approfondito in modo tale da trovare metodi ecosostenibili. La sfida attuale è quella di cercare di conciliare il più possibile le esigenze delle industrie del petrolio e del gas con le misure che andrebbero adottate

per la tutela dell'ambiente, attraverso quello che viene definito sviluppo sostenibile. Infatti per quanto possano essere, in alcuni casi, devastanti le ripercussioni negative bisogna riconoscere che comunque l'industria del settore gioca un ruolo importante all'interno della società creando molti posti di lavoro e generando un ammontare di gettito fiscale e di royalties, per i governi degli Stati, considerevole.

Pertanto le compagnie petrolifere, qualora vogliano, possono ottenere dei profitti, e forse anche maggiori, semplicemente utilizzando metodi diversi e nello stesso tempo adottando strategie tese alla prevenzione dei danni ambientali. Purtroppo però, molte di queste, non stanno ancora adottando pratiche di prevenzione dell'inquinamento, in quanto, le loro politiche ambientali sono orientate verso il solo rispetto delle regole stabilite dalle autorità locali che sono spesso inadatte o troppo generiche e comunque non proiettate verso una tutela globale dell'ambiente¹⁷⁸. Prendere in considerazione la variabile d'ambiente nei processi produttivi è dunque una sfida seria e gravosa per l'industria petrolifera¹⁷⁹.

178Per approfondimenti vedi UNITED STATES. BUREAU OF LAND MANAGEMENT, *Final supplemental environmental impact statement for the prototype oil*, Colorado State Office.

179Vedi, J.BARBOZA-MARIANO, E.LEBRE-LA ROVERE, *Enviromental Impacts of the Oil Industry*, Encyclopedia of Life Support System, UNESCO, 2015..

La Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) è uno strumento utilizzato per il processo decisionale riguardante determinati progetti, gli sviluppi di questi e i programmi da attuare. Essa può essere definita come un processo formale usato per predire le conseguenze ambientali di un qualsiasi progetto assicurandosi che i problemi che ne potrebbero conseguire siano presi in considerazione già nella fase iniziale di pianificazione e progettazione e prima di qualsiasi decisione finale.

La procedura di VIA è stata anche ampiamente riconosciuta all'interno della Comunità Internazionale e della Comunità Europea come uno dei meccanismi fondamentali con cui si può ottenere una adeguata protezione ambientale e uno sviluppo sostenibile. Il Rapporto Brundtland ha evidenziato l'importanza cruciale delle VIA per il futuro benessere dell'umanità. La VIA offre, infatti, come è stato già detto, l'opportunità di identificare le questioni chiave e le parti in causa nelle prime fasi della vita di una proposta in modo che gli effetti potenzialmente negativi possano essere affrontati prima che vengano prese le decisioni di approvazione finali. La VIA non è però un modo per consentire un veto sulle proposte ogni qual volta siano chiamati in causa i problemi ambientali, infatti, questi possono essere messi da parte in favore di altre considerazioni, tra cui i benefici economici e altri vantaggi che su una bilancia rivestono un peso maggiore e

permettono di andare avanti. Fino a tempi relativamente recenti, con alcune eccezioni di rilievo, le VIA erano focalizzate più che altro sull'opportunità di alcune costruzioni come ad esempio le autostrade, le centrali elettriche, e i progetti di grandi impianti industriali, solo successivamente e molto lentamente hanno preso in considerazione progetti diversi come le scelte politiche nei settori di interesse e altre azioni facenti anche esse concretamente parte del processo di sviluppo economico¹⁸⁰.

I sistemi di valutazione si sono andati sviluppando a partire dagli ultimi anni '60 quando sono stati riconosciuti legalmente dal National Environmental Policy Act (NEPA), una legge sull'ambiente emanata negli Stati Uniti nel 1969 che definiva i meccanismi EIA, cioè Environmental Impact Assessment. Successivamente a quel momento, infatti, era necessaria una VIA ogni qual volta dovevano essere approvati dei progetti sostenuti e finanziati dalle federazioni statunitensi che avrebbero potuto avere degli impatti negativi sull'ambiente. Da quel momento in poi, quella nuova prassi è diventata un modello importante, per il resto del mondo, portando di conseguenza molti Paesi a

¹⁸⁰Cfr. R.BISSET, *Environmental Impact Assessment: Issues, Trends and Practice*, scritto per United Nations Environment Programme (UNEP), 1996.

seguirne l'esempio¹⁸¹. Tale fase si concluse definitivamente solo nel 1978 quando è stato approvato il Regolamento Applicativo del NEPA che serviva a stabilire le norme procedurali per l'implementazione della VIA ma anche a fissare alcuni obiettivi, come ad esempio, la necessità di utilizzare un approccio interdisciplinare che consideri aspetti anche socio-economici, e non solo ambientali, la descrizione dettagliata delle modalità di composizione e redazione dei documenti preliminari e conclusivi della VIA e soprattutto diritti e doveri dei vari attori, le relazioni tra autorità coinvolte e le responsabilità del soggetto che dirige la VIA.

L'approvazione di una direttiva Europea sulla VIA nel 1989 aveva reso obbligatoria l'attuazione di una legislazione in materia per molti Paesi Europei che agirono di conseguenza. Dagli anni novanta in poi, del resto, anche autonomamente, altri governi decisero di adottare normative di quel tipo come ad esempio molti Paesi dell'ex Unione Sovietica, e alcuni Paesi dell'Africa, tra i quali la Nigeria e il Sudafrica¹⁸².

181Il Canada nel 1973, l'Australia nel 1974, la Germania dell'Ovest nel 1975 e la Francia nel 1976.

182Vedi *amplius* M.NURUDDEN ISAH, *The role of environmental impact assessment in nigeria's oil and gas industry*, Cardiff University, 2012.

Nel valutare i sistemi VIA, per determinare cosa rappresenta un buon sistema, parte della dottrina sostiene che non possono essere fatti paragoni internazionali perché in questo modo si potrebbe considerare inefficiente un sistema solo perché paragonato ad un altro in base a delle statistiche e non al suo contesto. Azzardare, per esempio, un paragone tra il sistema britannico con quello nigeriano non avrebbe molto senso per il fatto che le origini, la legislazione, e gli ambienti su cui operano sono diversi; inoltre in molti Paesi in via di sviluppo i metodi di VIA sono ancora ai primi stadi di evoluzione.

La Commissione Europea ritiene necessario per ogni buon sistema VIA un esame pratico di alternative al progetto da valutare e a tal proposito molti studiosi in materia hanno notato come in tal senso possa essere fondamentale il ricorso a consulenti esperti. Infatti, sembra ci sia una correlazione tra la qualità delle VIA e l'esperienza dei consulenti e delle autorità che se occupano; quindi sarebbe quanto meno auspicabile che gli Stati si avvalgano di una guida tecnica valida nella redazione degli "Environmental Statements" così da condurre verso una standardizzazione dei contenuti dal punto di vista tecnico¹⁸³.

183A ciò deve aggiungersi anche la necessità che gli esperti che fanno le VIA devono avere capacità analitiche sostanziali per la ricerca sul campo, per i test di laboratorio e per l'elaborazione di dati e modelli previsionali.

Un'applicazione pratica della Valutazione di Impatto Ambientale è avvenuta per la prima volta nell'industria del petrolio e del gas negli anni '70 quando le richieste di concessioni di terreni, spesso in aree sensibili cominciavano a pesare perché vi era un'incompetenza della Compagnia che operava e dall'altra parte anche dell'ente che doveva sorvegliarne gli sviluppi e le tecniche. Ciò diede l'impulso per tecniche più accurate e per una rapida espansione dell'uso di VIA, in una sempre più crescente industria del petrolio e del gas, che portò all'esecuzione di più di cento valutazioni tra il 1973 e il 1989¹⁸⁴. L'evoluzione Legislativa in materia di Valutazioni Ambientali prevede tra le altre cose:

- I Programmi d'azione

Come è stato già detto il primo riconoscimento ufficiale alle valutazioni di impatto ambientale si è avuto con il National Environmental Policy Act nel 1969, che riconosce l'impatto dell'attività umana sull'ambiente e sottolinea l'importanza della sua conservazione per il benessere dell'uomo. Da quel momento in poi, ogni Stato prese dei provvedimenti e anche l'Europa si impegnò maggiormente nel settore ambientale, dapprima in maniera più generica, ma successivamente alla Conferenza di Parigi del 1972, in

¹⁸⁴Vedi. S.BEDER, *What is Environmental Impact Assessment?*, in *Enviroment in crisis*, 2003.

maniera più mirata. Fu in quell'occasione infatti che per la prima volta venne rivolto un invito alle istituzioni comunitarie affinché elaborassero veri e propri “Programmi d'Azione” in modo che esse stesse potessero assumere un impegno concreto. I primi due programmi d'azione, esattamente nel 1973 e nel 1977, furono in gran parte incentrati sulla limitazione dell'inquinamento e sulla promozione del risanamento ambientale mediante un metodo a carattere correttivo consistente nella prescrizione dell'impiego di sanzioni punitive nei confronti dei soggetti responsabili dei danni ambientali¹⁸⁵. In questa occasione si posero le basi per quelli che divennero in seguito alcuni principi fondamentali come:

- Il Principio di Precauzione/Prevenzione: secondo cui bisogna sempre prevedere e cercare di evitare gli eventuali danni e quindi in caso di conoscenza di poche informazioni agire con cautela.
- Il Principio di Correzione: per il quale, ogni qual volta un danno si verifica, bisogna tornare indietro nella catena causa-effetto per capire quale

¹⁸⁵Vedi. T.OHLIGER, *Politica ambientale: principi generali e quadro di riferimento*, <http://www.europarl.europa.eu>, 2015.

sia stata la fonte dell'errore cosicché possa essere evitato in futuro.

- *Il Principio del “Chi inquina paga”*: facilmente intuibile, per cui i costi per la riparazione di un danno sono a carico del responsabile¹⁸⁶.

Nel 1983 viene stabilito il Terzo Programma di Azione in materia di ambiente, e in questo, oltre a un riferimento più specifico al principio di prevenzione, viene stabilita la necessità per cui le politiche ambientali devono prescindere da ogni fluttuazione dell'economia e quindi un'esigenza di una loro autonomia.

Aderendo alla strategia internazionale volta alla promozione dello sviluppo sostenibile e recuperando le indicazioni introdotte dal titolo VII dell'Atto Unico Europeo vengono adottati il Quarto (per il periodo 1987-1992) e il Quinto (per il periodo 1992-2000) Programma d'Azione che tra l'altro misero in luce importanti inadempimenti degli Stati nell'attuazione della normativa comunitaria, nonché lo scarso coinvolgimento degli esponenti politici, economici, sociali nel perseguimento degli obiettivi

¹⁸⁶Tali principi, infatti, furono, anche indirettamente, discussi fin dal primo programma d'azione ma sarà solo dopo, nel 1987, che verranno introdotti ufficialmente con il nuovo Titolo VII, dedicato all'ambiente, dell'Atto Unico Europeo.

ambientali.

Proprio tali circostanze condussero nel 2002 all'approvazione del Sesto Programma intitolato “Ambiente 2010” che individuava i cambiamenti climatici come la sfida principale del decennio successivo¹⁸⁷.

La crescente necessità durante gli anni '80 di uniformare la legislazione ambientale dei vari Paesi, portò la Comunità Economica Europea all'emanazione della Direttiva 85/337/CEE. Questa definisce le linee di indirizzo che devono essere seguite e specificate dagli Stati membri e chiarisce in maniera più sistematica le modalità per fare ciò. In tale ambito è utile richiamare i vari allegati alla direttiva per capire meglio il suo scopo:

- Allegato I: distingue tra VIA obbligatoria e discrezionale e stabilisce che nella prima categoria vi rientrano le raffinerie di petrolio greggio, gli impianti di gassificazione e liquefazione, nonché gli impianti di stoccaggio definitivo o eliminazione di rifiuti radioattivi.
- Allegato II: specifica che la differenza tra VIA obbligatori e non è lasciata alla discrezionalità degli Stati e si basa su criteri o soglie scelti da questi.

¹⁸⁷Vedi. S.MAGLIA, *Diritto ambientale. Alla luce del T.U. ambientale e delle novità 2011*, Ipsoa, 2011.

- Allegato III: definisce le informazioni che il committente ha il dovere di fornire.

Attraverso una maggiore uniformità di indirizzo, in seguito alla direttiva, in Europa si assisteva a una pluralità di cambiamenti ma si trattava pur sempre di un work in progress al quale si dovevano apportare periodicamente delle modifiche per far fronte alle esigenze che nel frattempo subentravano e ciò è proprio quello di cui si occupò la Convenzione di Espoo nel 1991. In tale occasione, infatti, si discusse la necessità di coinvolgere nelle fasi di una valutazione ambientale anche i Paesi vicini a quello in cui deve essere sviluppato il progetto, in ragione del fatto che questi possano essere potenzialmente coinvolti dall'impatto dell'opera. Quello che si vuole raggiungere è un dialogo, per i progetti transfrontalieri, grazie al quale lo Stato di origine possa fornire a quello interessato le informazioni raccolte per la valutazione, possa raccogliere i pareri e i suggerimenti eventuali di questo e infine comunicargli la decisione finale e le sue motivazioni¹⁸⁸. Sicuramente questo rappresenta un passo avanti verso un interesse più globale alla tutela ambientale ma è solo una parte dell'evoluzione legislativa, infatti, la

188Cfr. C.BONARDI, G.PATRIGANI, *Energie alternative e rinnovabili*, Wolters Kluwer Italia, Milano, 2010, pag. 160-162.

Vedi. G.MORIANI, M.OSTOICH, E.DEL SOLE, *Metodologie di valutazione ambientale*, F. Angeli 2006.

Direttiva 96/61/CE, nota anche come direttiva IPPC cioè “Integrated Pollution Prevention and Control”, è lo strumento di cui l'Unione Europea si è dotata per mettere in atto i principi di prevenzione e controllo dell'inquinamento industriale e di promozione delle produzioni pulite. La direttiva IPPC richiede ai Paesi appartenenti all'Unione Europea un nuovo atteggiamento per quanto riguarda la tutela dell'ambiente e si pone l'obiettivo di prevenire, ridurre e, per quanto possibile, eliminare l'inquinamento, intervenendo alla fonte delle attività inquinanti: per determinate categorie di impianti¹⁸⁹. Tale direttiva tra l'altro, in un apposito allegato, si occupava in particolar modo di determinate categorie per cui era stato introdotto un nuovo strumento di controllo, l’“Autorizzazione Integrata Ambientale” (AIA) che era loro necessaria in caso di coinvolgimento, nelle loro attività, dell'aria, dell'acqua e del suolo. Questa autorizzazione include anche aspetti propositivi per la concreta prevenzione e riduzione dell'inquinamento, mediante l'imposizione degli standard massimi dal punto di vista tecnologico i cosiddetti BAT, dall'inglese “Best Available Techniques”.

Dopo un periodo di più di dieci anni di applicazione della direttiva del 1985 e dopo una lunga esperienza, questa

¹⁸⁹Cfr. G.GALOTTO, M.MAZZOLENI, *Le valutazioni ambientali: Vas, Via e Ippc*, Wolters Kluwer Italia, 2008.

viene aggiornata e modificata nel 1997 con la Direttiva 97/11/CE. Tra le principali novità si riscontra la definizione dei criteri per l'applicabilità della disciplina comunitaria e la necessità di valutare caso per caso, mediante criteri o soglie, la necessità di una VIA per una specifica opera, ma soprattutto vengono introdotte due fasi preliminari per abbreviare i tempi delle procedure di VIA; queste sono la fase di "Screening" e la fase di "Scoping". Queste procedure consistono in una fase di verifica (Screening) che ha l'obiettivo di selezionare quei progetti che devono, o meno, essere sottoposti a VIA e nella successiva fase di Scoping che concerne l'individuazione delle azioni, alternative ed effetti delle collaborazioni tra i diversi soggetti, istituzionali e privati, coinvolti nella VIA, al fine di evitare duplicazioni di costi e di garantirne il consenso sociale¹⁹⁰. Queste innovazioni già l'anno dopo verranno a loro volta integrate durante la Convenzione tenutasi nel 1998 a Åarhus nella quale si discusse riguardo il coinvolgimento dei cittadini mediante la conoscenza delle scelte che devono essere effettuate e degli elementi di valutazione delle stesse in termini di impatto ambientale, sanitario, economico e sociale, e in secondo luogo mediante la possibilità di intervenire attivamente nel

190Cfr. E.ROMAGNOLI, *The Environmental Impact Assesment (EIA) praxis: normative and procedure evolution*, Ambiente-Diritto, 2007. Cfr. M.AVVENTI, *La procedura di Screening nella VIA*, Exeo Edizioni, 2010.

processo decisionale, con una partecipazione informata. La Convenzione definisce un nuovo modello di governance ambientale, fondato su tre pilastri: l'accesso all'informazione, la partecipazione del pubblico ai processi decisionali e l'accesso alla giustizia¹⁹¹. Quindi oltre a promuovere la partecipazione pubblica ne sostituisce proprio quello che era il concetto precedente e viene inteso, da quel momento, non come processo volontario parallelo all'iter decisionale, ma come fase integrante di ogni percorso intrapreso per l'adozione di una scelta di rilevanza ambientale. Per un'applicazione pratica dei principi discussi ad Åarhus ovviamente è necessario che vi sia un adeguamento delle normative nazionali per garantire tale accesso al pubblico.

Nonostante le normative a supporto dello sviluppo sostenibile fossero già numerose e fossero già stati attenzionati molti aspetti relativi alla tutela dell'ambiente, alla fine degli anni '90 si comprese come queste fossero comunque insufficienti e si cominciò a meditare su un sistema che fungesse da supporto alla procedura di valutazione di impatto ambientale¹⁹². Nel 2001 così si integra il già esistente scenario legislativo con la Direttiva 2001/42/CE che introduce una ulteriore fase di

191 Cfr. G.GALOTTO, M.MAZZOLENI, *Le valutazioni ambientali: Vas, Via, Ippc*, Ipsoa, 2008.

192 Cfr. M.PILADE CHITI, G.GRECO, *Trattato di diritto amministrativo europeo, Volume 2*, Giuffrè Editore, pag.273-320.

prevenzione con la Valutazione Ambientale Strategica, che trova la sua ragion d'essere nella necessità di garantire una sostenibilità ambientale complessiva e un'analisi degli effetti sulle risorse naturali, non più limitata ad ipotesi puntuali di inquinamento o perturbazioni dell'ecosistema¹⁹³.

Tale innovazione, concernente la valutazione di determinati piani e programmi sull'ambiente naturale¹⁹⁴, rappresenta un importante passo avanti nel contesto del diritto ambientale europeo. Prima della sua introduzione, infatti, i progetti di rilevante entità, che potevano causare conseguenze nefaste, erano sottoposte a un tipo di valutazione che avveniva in una fase in cui le possibilità di apportare cambiamenti sensibili erano spesso limitate, per cui è facilmente intuibile l'introduzione di una valutazione ambientale di tipo strategico che va a colmare le lacune

Vedi. [HTTP://EC.EUROPA.EU/](http://ec.europa.eu/), *Attuazione Della Direttiva 2001/42/CE Concernente La Valutazione Degli Effetti Di Determinati Piani e Programmi Sull'Ambiente*.

193 Vedi. C.ZOPPI, M.GARANO, *Valutazione ambientale strategica nella pianificazione territoriale*, Gangemi Editore, 2002, pag. 20-50.

194La Valutazione di Impatto Strategica viene definita dalla Direttiva 2001/42/CE esattamente come: “ *un processo formalizzato e sistematico di valutazione di impatto ambientale relativo alle politiche, ai piani, ai programmi e alle loro alternative, che comprende la preparazione di rapporti scritti sui risultati della valutazione e usa i risultati di tali rapporti per processi decisionali pubblici trasparenti..*”

permettendo l'analisi di un ampio ventaglio di piani e programmi alternativi tra i quali scegliere il più valido; solo dopo che sia stata effettuata tale fase si può eseguire la valutazione di impatto ambientale sul progetto scelto.

La Direttiva stabilisce che per “valutazione ambientale si intende: “ *l'elaborazione di un rapporto di impatto ambientale, lo svolgimento delle consultazioni, la valutazione del rapporto ambientale e dei risultati delle consultazioni nell'iter decisionale e la messa a disposizione delle informazioni sulla decisione..*” ; in accordo agli obiettivi condivisi della comunità internazionale, di implementazione ed applicazione del principio di sviluppo sostenibile, la VAS rappresenta dunque un insieme di passaggi logici che costituisce un prerequisito imprescindibile per l'accesso alle altre fasi di disamina di un progetto¹⁹⁵.

Dunque le ragioni di una tale evoluzione normativa sono facili da comprendere se si considera che la VIA rappresentava, fino all'introduzione della VAS, l'unico strumento attraverso cui era possibile operare sul territorio una sorta di controllo ambientale¹⁹⁶

195Cfr. V.NADDEO, T.ZARRA, V.BELGIORNO, *Strumenti E Tecniche Per La Valutazione Ambientale Strategica*, Aster Onlus Editore, Fisciano, 2011, pag. 20-29.

196Cfr. R.DE PAOLI, *Compatibilità e sostenibilità. Il fattore antropico nelle scelte ambientali*, FrancoAngeli, Milano, 2012, pag. 112-120.

Infatti, nonostante la bontà dell'istituto e le modifiche che in pochi anni si sono succedute si è rivelata uno strumento insufficiente a garantire anche uno solo degli obiettivi che inizialmente doveva prefiggersi; questo strumento infatti presentava tre ingenti limiti:

- Prendeva in considerazione un solo progetto.
- Era uno strumento di tipo *autorizzativo* perché si inseriva in un momento troppo avanzato del processo decisionale.
- Non prevedeva alternative, neanche la necessaria opzione zero, o meglio la possibilità che l'opera non venga realizzata¹⁹⁷.

La VAS era stata creata invece sulla base di presupposti totalmente diversi, per cui doveva eseguirsi come una valutazione permeante l'intero processo decisionale, divenendo essa stessa un processo decisionale, che non produceva una stima o un'indicazione “quantitativa” degli effetti, ma si basava più su un criterio qualitativo fornendo un “holistic understanding”¹⁹⁸.

197Cfr. V.ITALIA, *Ambiente, inquinamento, responsabilità*, Volume 4, Giuffrè Editore pag.1065-1077.

198Questa espressione non può essere tradotta correttamente in italiano ma può essere spiegata come: “Una considerazione di tutti i punti di vista possibili per un progetto, sulla base della conoscenza

Prima della Convenzione di Åarhus del 1998 non si considerava la possibilità di una partecipazione del pubblico, nei procedimenti, di pianificazione ambientale, comunitari. L'impatto che ne conseguì fu determinante e con la Direttiva 2003/35/CE, attuativa della Convenzione, viene sancito il diritto di intervenire nei procedimenti per i soggetti privati¹⁹⁹.

La struttura della fase partecipatoria è simile a quella prevista per i procedimenti individuali perché anche in questo caso il pubblico deve esprimere osservazioni e pareri quando tutte le opzioni sono ancora aperte, tuttavia in questo caso non si fa più riferimento al pubblico interessato, ma al pubblico inteso in senso ampio: persone

dei fattori in gioco, della natura, funzioni e proprietà dei componenti, delle loro interazioni, e il loro rapporto con tutti gli aspetti coinvolti”.

199 L'allegato I di questa direttiva include sei direttive a cui applicare l'art.2:

- Direttiva 75/442/CEE relativa ai rifiuti.
- Direttiva 91/157/CEE relativa alle pile ed agli accumulatori contenenti sostanze pericolose.
- Direttiva 91/676/CEE relativa alla protezione delle acque dall'inquinamento provocato da nitrati provenienti da fonti agricole.
- Direttiva 91/689/CE relativa ai rifiuti pericolosi.
- Direttiva 94/62/CE sugli imballaggi e i rifiuti di imballaggio.
- Direttiva 96/62/CE in materia di valutazione e gestione della qualità dell'aria ambiente.

fisiche, persone giuridiche, associazioni, organizzazioni ecc..

In questa prospettiva, in teoria, tutti devono poter essere coinvolti nel procedimento e non solo i soggetti esperti nell'ambito mossi da un coinvolgimento personale-professionale, però si pone un problema dovuto all'ambiguità della norma che stabilisce che spetta agli Stati membri definire il pubblico ammesso alla partecipazione. In tal caso, il dubbio sorge sulla finalità espressa dal testo perché, da un lato sembra voler ampliare la categoria dei soggetti legittimati ad intervenire, ma dall'altro è come se chiedesse di indicare in una platea definita i partecipanti; che può essere anche più ristretta di quella dei procedimenti individuali. La soluzione al problema dipende dall'esercizio del potere discrezionale degli Stati, che alla luce della ratio della direttiva dovrebbero essere orientati verso un ampliamento del pubblico, però è anche vero che vanno considerati altri fattori perché se gli intervenuti sono tanti si potrebbe contrastare con i principi di non aggravamento e celerità del procedimento²⁰⁰.

In ogni caso per garantire tempestive ed effettive opportunità di partecipazione, gli Stati devono comunicare

200Cfr. S.RUINA, *La disciplina comunitaria dei diritti di partecipazione ai procedimenti ambientali*, Quaderni della rivista giuridica dell'ambiente, Giuffrè editore, 2008, pag.43-50.

al pubblico, rapidamente, ogni proposta relativa a piani e programmi ricorrendo a qualsiasi mezzo di comunicazione e concedere un tempo ragionevole per dar modo di prendere parte a questa fase²⁰¹.

201 Cfr. *amplius*:

- ➔ S.QUADRI, *Energia possibile. Diritto internazionale, dell'Unione europea e interno*, Giappichelli Editore, Torino, 2012.
- ➔ A.SOMMER, *The Assessment of the Significance of Environmental Effects. Procedure and Criteria for Screening in Strategic Environmental Assessments*, Ministero Federale Austriaco dell'Agricoltura, della Silvicultura, delle Risorse ambientali e della Gestione delle Risorse Idriche, 2002.
- ➔ R.HASKONING, *Quality assurance strategic environmental assessment*, commissionato dal Ministero degli Alloggi, della Pianificazione territoriale e dell'Ambiente, Paesi Bassi, 2002.
- ➔ ENVIRONMENTAL RESOURCE MANAGEMENT, *Public participation and stakeholders involvement in the SEA process: an overview of available techniques and methodologies*, commissionato dal Ministero degli Alloggi, della Pianificazione territoriale e dell'Ambiente, Paesi Bassi, 2002.
- ➔ EUROPEAN UNION NETWORK FOR THE IMPLEMENTATION AND ENFORCEMENT OF ENVIRONMENT LAW, *Progetto IMPEL: Attuazione dell'articolo 10 della direttiva 2001/42/CE sulla VAS*.
- ➔ J.ROBINSON, *Anticipating the effect of Strategic Environmental Assessment, in Planning law: Analysing Reform, Europe and Caselaw*, White Paper Conference, Londra, 2002.

3. 1. La giurisprudenza della Corte di Giustizia: Sent. 11 febbraio 2015.

Con una recente sentenza della Corte di Giustizia Europea sono state rimesse in discussione le valutazioni di impatto ambientale. In questo caso la questione riguardava le trivellazioni esplorative e la mancanza di una previsione che sottoponesse anche queste attività alle valutazioni di impatto ambientale. La trivellazione esplorativa di un giacimento di gas naturale o di petrolio è per definizione un'operazione effettuata a fini commerciali, ma nonostante ciò la VIA non è obbligatoria. La sentenza in analisi è della Corte di Giustizia Europea dell'11 Febbraio del 2015 sul caso *Marktgemeinde Straßwalchen v Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend* (C-531/13).

La Corte di giustizia Europea si è occupata di una domanda di pronuncia pregiudiziale proposta da un giudice austriaco, relativa all'interpretazione della direttiva 85/337. La richiesta è stata presentata nell'ambito di una controversia tra il comune di Straßwalchen con altri 59 soggetti interessati e il Ministro federale austriaco dell'Economia, della Famiglia e della Gioventù in merito a una decisione che autorizzava la Rohol-Aufsuchungs AG a svolgere delle perforazioni esplorative sul territorio del comune di Straßwalchen. Il giudice del rinvio chiede chiarimento su

due punti:

- Se l'allegato I²⁰², n 14, della direttiva 85/337 deve essere interpretato nel senso che le perforazioni esplorative, come quelle di cui trattasi, rientrano nell'ambito di applicazione di tale disposizione e quindi sono soggette a una valutazione obbligatoria di impatto ambientale.
- Se, nel caso in cui tali perforazioni risultino essere soggette a VIA obbligatorio, l'autorità competente deve prendere in considerazione per la valutazione solo gli effetti cumulativi dei progetti dello stesso tipo, che in questo caso, secondo il giudice, sono tutte le operazioni di perforazione effettuata entro il territorio del comune, o anche gli effetti di progetti diversi.

La Corte di giustizia ha, in primo luogo, stabilito che l'Allegato I della Direttiva 85/337, doveva essere interpretato nel senso che le perforazioni esplorative come quella di cui trattasi nella causa principale, per la quale è stata prevista una produzione solo potenziale di gas naturale e di petrolio che non permette quindi la possibilità di determinare l'utilità commerciale di un giacimento, non

²⁰²Allegato I n.14 Estrazione di petrolio e gas naturale a fini commerciali, per un quantitativo estratto superiore a 500 tonnellate al giorno per il petrolio e a 500 000 m³ al giorno per il gas naturale.

rientra nell'ambito di applicazione di tale disposizione. La Corte ha spiegato che, anche se per sua natura quel giacimento avesse un'utilità commerciale (a meno che non sia stato effettuato esclusivamente a scopo di ricerca), non presenterebbe comunque tutte le condizioni di cui all'allegato I punto 14, per le quali è previsto l'obbligo di effettuare una VIA perché è necessario conoscere i quantitativi di petrolio e di gas naturale a cui è destinata l'estrazione.

Prima di un'operazione di perforazione esplorativa, l'effettiva presenza di idrocarburi non può essere determinata con certezza, tuttavia, secondo il giudice, rientra nell'Allegato II, punto 2²⁰³ della direttiva 85/337, che richiama le forature profonde e può quindi dar luogo ad un obbligo di effettuare una VIA. Le autorità nazionali competenti, in questo caso, devono svolgere una VIA specifica tenendo conto dei criteri di cui all'allegato III²⁰⁴

203 Allegato II, Punto 2 Industria estrattiva

- a) Cave, attività minerarie a cielo aperto e torbiere (progetti non compresi nell'allegato I).
- b) Attività mineraria sotterranea.
- c) Estrazione di minerali mediante dragaggio marino o fluviale.
- d) Trivellazioni in profondità, in particolare:
 - trivellazioni geotermiche,
 - trivellazioni per lo stoccaggio dei residui nucleari,
 - trivellazioni per l'approvvigionamento di acqua,escluse quelle intese a studiare la stabilità del suolo.

204 Allegato III Criteri di selezione di cui all'articolo 4, paragrafo 3:

1. Caratteristiche dei progetti

della direttiva. Così facendo, essi devono esaminare, in particolare se l'impatto ambientale delle perforazioni esplorative potrebbe, a causa dell'impatto di altri progetti, essere maggiore di quello che ci sarebbe senza la presenza di questi altri progetti e tale valutazione comunque non

Le caratteristiche dei progetti devono essere considerate tenendo conto, in particolare:

- delle dimensioni del progetto,
- del cumulo con altri progetti,
- dell'utilizzazione di risorse naturali,
- della produzione di rifiuti,
- dell'inquinamento e disturbi ambientali,
- del rischio di incidenti, per quanto riguarda, in particolare, le sostanze o le tecnologie utilizzate.

2. Localizzazione dei progetti

Deve essere considerata la sensibilità ambientale delle aree geografiche che possono risentire dell'impatto dei progetti, tenendo conto, in particolare:

- dell'utilizzazione attuale del territorio;
- della ricchezza relativa, della qualità e della capacità di rigenerazione delle risorse naturali della zona;
- della capacità di carico dell'ambiente naturale, con particolare attenzione alle seguenti zone:
 - a) zone umide;
 - b) zone costiere;
 - c) zone montuose o forestali;
 - d) riserve e parchi naturali;
 - e) zone classificate o protette dalla legislazione degli Stati membri; zone protette speciali designate dagli Stati membri in base alle direttive 79/409/Cee e 92/43/Cee;
 - f) zone nelle quali gli standard di qualità ambientale fissati dalla legislazione comunitaria sono già stati superati;
 - g) zone a forte densità demografica;
 - h) zone di importanza storica, culturale o archeologica.

3. Caratteristiche dell'impatto potenziale

Gli effetti potenzialmente significativi dei progetti debbono essere considerati in relazione ai criteri stabiliti ai punti 1 e 2 e tenendo conto, in particolare:

- della portata dell'impatto (area geografica e densità della popolazione

deve limitarsi a confini comunali.

4. La prassi applicativa in materia di responsabilità per danno ambientali.

I disastri petroliferi e i danni provocati dalle attività di ricerca e sfruttamento degli idrocarburi sono noti per le loro conseguenze devastanti. Nessuna normativa per la tutela dell'ambiente né la prospettiva di una conseguenza negativa sono ancora riuscite a funzionare come deterrente per le attività pericolose delle Compagnie petrolifere. Ovviamente si tratta di attività lecite e non possono essere vietate, però in generale lo scopo delle norme in materia di ambiente vorrebbero quanto meno ottenere una maggiore attenzione nello svolgimento delle stesse. Tanti sono i casi che hanno non poco indignato l'opinione pubblica a cominciare dall'incidente della Prestige fino al più recente disastro nel Golfo del Messico.

interessata);

- della natura transfrontaliera dell'impatto;
- dell'ordine di grandezza e della complessità dell'impatto;
- della probabilità dell'impatto;
- della durata, frequenza e reversibilità dell'impatto.

- Caso British Petroleum: Nel 2010 l'esplosione del pozzo di Macondo, a 1.500 metri di profondità, causò l'affondamento della piattaforma Deepwater Horizon, situata a 50 miglia dalle coste della Louisiana. Questa piattaforma gestita dalla BP era già a rischio all'inizio dei lavori, perché era il più profondo pozzo di gas e petrolio mai perforato e le trivellazioni giunsero a una profondità misurata sulla verticale del pozzo di 10680 metri. Fu un incidente con conseguenze umane ed ambientali drammatiche e la marea nera che uccise la flora e la fauna lungo le coste di Alabama, Florida, Mississippi e Louisiana, oltre a quelle del fondale marino. La pesca venne proibita per diversi mesi, causando un ingente danno economico alla regione. Le indagini che seguirono scoprirono che l'allarme per la fuga di petrolio era stato disattivato mesi prima. Il governo americano allora citò per danni la BP che ha ammesso la colpevolezza, soprattutto di aver negato la reale entità della fuoriuscita di greggio dichiarando un valore 12 volte inferiore a quello effettivo. Oltre alla società inglese il governo americano ha citato in giudizio la Transocean, proprietaria della piattaforma ed il gruppo Halliburton. La BP a sua volta ha fatto causa alla Transocean per danni, chiedendo un

rimborso di \$40 miliardi. Il 4 Settembre 2014, più di quattro anni dopo, il giudice federale Carl Barbier emise la sentenza e riconobbe alla Bp il dolo volontario ed una grave negligenza. L'azienda ha già pagato più di 27 miliardi di dollari per compensi e costi di pulizia dichiarandosi anche colpevole di omicidio colposo e altre accuse e pagando altri 4,5 miliardi di dollari, inoltre è coinvolta tuttora in migliaia di cause intentate soprattutto da pescatori, albergatori, gestori di locali o spiagge che la accusano di aver procurato un danno economico ai loro affari. Di recente il Dipartimento di Giustizia statunitense, ha ricevuto da parte della British Petroleum l'accettazione al pagamento della cifra record di 18,7 miliardi di dollari, da effettuarsi nell'arco di 18 anni, denaro che andrà allo Stato federale e ai cinque affacciati sul Golfo del Messico. Questo è stato considerato il risarcimento più cospicuo mai raggiunto con una singola entità nella storia degli Stati Uniti. La Bp fino ad oggi ha speso, tra parcelle legali e spese di bonifica, oltre \$40 miliardi²⁰⁵.

205 Cfr. *BP rischia un'altra multa enorme*, www.ilpost.it, 2015.

Cfr. *Golfo del Messico, Bp pagherà risarcimento record: 18,7 miliardi*, da *il Fatto Quotidiano*, 2014.

- *Il caso Shell*: Attorno alla comunità di Bodo, novanta chilometri quadrati nell'Ogoniland, si è consumato uno dei più gravi disastri ambientali della Nigeria, nel 2008 con una perdita di petrolio continua da uno degli oleodotti di proprietà della Shell che attraversava le mangrovie. Questo disastro ha causato la più grande perdita di mangrovie al mondo, impattando circa sei mila ettari di costa, anche la fauna marina è stata decimata e alcune specie ittiche non ci sono più; tutto ciò provocando un grosso danno ai residenti che hanno perso l'unica fonte di sostentamento che conoscevano: la pesca. Nel 2010 l'Onu ha riconosciuto il disastro ambientale, stimando un periodo di 30 anni per ripulire la zona. Durante i tre lunghi anni di discussione della causa, intentata dai pescatori di Bodo, la linea di difesa della multinazionale è stata quella di scaricare la colpa del disastro ambientale e delle relative malattie alle opere di furto del greggio e alle collegate attività di raffinerie illegali, inoltre come se non bastasse ha anche alterato i dati sull'ammontare dei danni. Questi tentativi di discolpa però sono stati vani e il 30 gennaio del 2012 il Tribunale dell'Aia ha condannato la Shell per l'inquinamento del delta del fiume Niger. Ma ha anche sentenziato che la sede principale della multinazionale petrolifera non ha l'obbligo di

impedire “alle sue filiali di fare danni a terzi”. Ovvero non è responsabile dell’inquinamento provocato da compagnie di essa satelliti. Comunque, l’impresa è stata condannata a pagare i danni ai contadini e ai pescatori che vivono ai bordi e nelle foreste del Paese africano. Si arriva al 20 Giugno 2014, quando secondo un primo pronunciamento della London High Court la Shell è responsabile di tutto quello che accade ai suoi oleodotti, anche delle perdite dovute a sabotaggi e a furti se questi oleodotti non sono protetti e monitorati a sufficienza. La Compagnia prova ad offrire come risarcimento \$50 milioni, ma vengono rifiutati dai contadini ormai in rovina perché a testa avrebbero ottenuto solo poco più di \$1000 a testa. Ancora oggi non si è arrivati a una decisione definitiva e la situazione è ancora molto instabile.

- Caso Chevron-Texaco: Il caso in questione riguardava un danno ambientale arrecato ad una zona dell'Ecuador, abitata solo da tribù indigene, che dal 1967 in poi si ritrovò invasa da un consorzio guidato dalla Texaco, che avrebbe svolto trivellazioni, nelle abbondanti riserve di petrolio, per i successivi 25 anni. Nel 1993 un gruppo di abitanti

della regione di Lago Agrio, avviò un'azione legale negli Stati Uniti contro la Texaco, accusandola di avere contribuito a distruggere 1700 miglia quadrate di foresta pluviale. All'accusa di disastro ambientale si sommava quella di avere procurato danni permanenti alla salute della popolazione locale. La Corte americana rispose dichiarandosi non competente e accolse la richiesta di Texaco per cui la questione riguardasse l'Ecuador, dove una nuova causa fu presentata nel 2003. Nel frattempo Chevron aveva acquisito Texaco, e nel 2011 fu questa ad essere condannata dalla Sala Unica de la Corte de Sucumbios al risarcimento di \$18 miliardi. La Chevron ha impugnato la sentenza di Zambrano, ma la Sala Única de la Corte de Sucumbíos ha confermato la condanna aumentando l'ammenda a \$19 miliardi per il rifiuto della società di scusarsi. La Chevron, da parte sua, ha denunciato il giorno stesso la decisione della Corte d'Appello, definendola illegittima e ha affermato che avrebbe continuato a ricorrere ai tribunali, ma al di fuori di Ecuador, perchè la Texaco ha agito completamente in linea con i requisiti legali e ambientali, spendendo anche \$40 milioni per ripulire la zona durante gli anni Novanta, e firmato un accordo con l'Ecuador nel 1998 che l'avrebbe assolta da ogni ulteriore responsabilità. Purtroppo però la società ha subito

un'altra battuta d'arresto quando un giudice federale di New York ha rifiutato il blocco d'attuazione della sentenza della corte d'appello ecuadoriana respingendo la mozione della Chevron che cercava di evitare che i querelanti potessero sequestrare le risorse della stessa per raccogliere i milioni di dollari degli indennizzi. Ancora oggi la Chevron non ha pagato la cifra stabilita dalla condanna.

Di casi come quelli appena descritti ce ne sono molti, alcuni ancora aperti e altri che si sono conclusi più o meno bene; il problema più grande in questi casi è costituito dal fatto che le grandi Compagnie petrolifere detengono un alto capitale e un grande potere con i quali poter esercitare delle manovre di persuasione dei governi locali e quindi evitare conseguenze per gli abusi esercitati. Fortunatamente, come testimonia il caso della BP, c'è sempre più una maggiore attenzione per le conseguenze ambientali e quindi si è abbandonata la vecchia tendenza per cui danni di questo tipo erano considerati secondari. Ci si augura che i disastri purtroppo già accaduti abbiano creato un precedente nella coscienza e che non ci sia la necessità di assistere a nuovi.

Cenni sullo sfruttamento degli idrocarburi in Italia

In Italia l'industria petrolifera ha iniziato in ritardo ad essere un'attività commerciale ben definita, in quanto la prima Compagnia petrolifera nazionale è stata fondata solo agli inizi del '900 con il nome di Società Petrolifera Italiana. Questa era più che altro attiva a livello locale e le sue attività erano alquanto ridotte, finché non si trasformò dapprima in Agip (Azienda Generale Italiana Petroli) negli anni '20 e poi in ENI (Ente Nazionale Idrocarburi), grazie ad Enrico Mattei, che promosse la diffusione della ricerca petrolifera nazionale ed estera ampliando le attività anche in molte zone dell'Africa e dell'Europa dell'Est²⁰⁶. Ancora oggi è l'ENI la Compagnia petrolifera nazionale italiana, nonostante una consistente partecipazione azionaria è detenuta da società private, e si dedica alla ricerca del greggio e del gas naturale in tutto il mondo.

In Italia ormai lo sfruttamento degli idrocarburi è diventato un argomento centrale delle polemiche. Molte sono le difficoltà che si incontrano sia nelle normative che nei controlli da effettuare nelle aree sottoposte a trivellazione, soprattutto in Basilicata, da sempre la regione con i pozzi più ricchi. Ovviamente i due bracci della bilancia vedono contrapporsi da una parte gli interessi per lo sviluppo

²⁰⁶*Parliamo di...* Storia degli idrocarburi in Italia, www.petrolioegas.it

economico e energetico del Paese e dall'altra la cura e l'attenzione per le conseguenze negative che ne potrebbero derivare come l'inquinamento, i danni ambientali e i problemi alla salute della popolazione. È molto recente il decreto Sblocca-Italia che aspira ad essere anche un decreto Sblocca-Trivelle con il quale si toglierebbe alle Regioni il potere di veto sulla ricerca e sulla trivellazione di pozzi di petrolio e di metano. La Strategia energetica nazionale (Sen) vuole più che raddoppiare entro il 2020 l'estrazione di idrocarburi in Italia, fino a 24 milioni di barili all'anno. Tutto ciò però ha incontrato molte opposizioni soprattutto dalle associazioni ambientaliste che, dati alla mano, prospettano delle conseguenze, se non devastanti, comunque altamente negative per l'ambiente, anche per tutto quello che queste comportano. Di contro ovviamente si prospettano anche dei risvolti positivi, basti pensare ad esempio all'opportunità di produrre tutto il petrolio e il gas dei quali vi è necessità; a sostegno di questi vantaggi è intervenuto il presidente di Federpetroli che spinge per un'intensificazione della ricerca di idrocarburi soprattutto in Basilicata e nell'Adriatico sostenendo non solo che la ricchezza offerta dalle risorse è giusto che sia sfruttata il più possibile, ma ha anche chiarito che i problemi legati all'inquinamento non devono essere un pretesto per bloccare uno dei settori più redditizi dell'industria, ribadendo che comunque il pretesto sarebbe infondato in quanto si tratta del “settore e di gran

lunga più affidabile in termini di sicurezza, capacità tecnologica nonché attenzione all'ambiente". In questo tira e molla di opinioni si inseriscono i cosiddetti referendum anti-trivelle. Già da qualche mese si parla dei referendum contro le trivellazioni promossi da alcune regioni, i cosiddetti comitati No-Triv e altri movimenti. Inizialmente i quesiti erano sei, ma solo uno è stato approvato dalla Corte Costituzionale. I referendum erano stati promossi inizialmente da dieci regioni: Abruzzo, Basilicata, Marche, Puglia, Sardegna, Veneto, Calabria, Liguria, Campania e Molise, però l'Abruzzo si è poi ritirato. L'Italia si oppone ufficialmente, e di nuovo, alle norme che dovrebbero riattivare la ricerca e l'estrazione di petrolio e gas nei mari, e adesso basterà aspettare l'esito di tale mobilitazione. I dubbi e le opposizioni in ambito politico non sono pochi, ma per adesso non si può fare altro che sperare in uno sfruttamento più cosciente delle risorse e di una vera applicazione del concetto di sviluppo sostenibile.

Bibliografia

- A.COLLINS, H.COTRAN S.GLAZER, A.GORODNIUK, J.LAVIGNE-DELVILLE N.MOIN, A.RODRIGUEZ, J.ROGERS, G.VOZZA,, Oil & gas midstream research brief, sustainability accounting standards board, 2014.
- AA.VV, Arbitrato Internazionale e contratti petroliferi, Treccani.
- AA.VV, Diritto Internazionale dell'ambiente, Manuale di Diritto dell'ambiente, Simone Editore, pag. 13 e ss.
- AA.VV, Enciclopedia degli Idrocarburi, Treccani, Firenze, 2015.
- AA.VV, ENI, dizionario tecnico per l'industria petrolifera e gli idrocarburi: origine ricerca e produzione, milano, 2003-2004.
- AA.VV, ENVIRONMENTAL RESOURCE MANAGEMENT, Public participation and stakeholders involvement in the SEA process: an overview of available techniques and methodologies, commissionato dal Ministero degli Alloggi, della Pianificazione territoriale e dell'Ambiente, Paesi Bassi, 2002.
- AA.VV, Fracking: The Process, in www.cleanwateraction.org.

AA.VV, Hesperian health guide, Oil Causes Serious Health Problems, cap.22 in A Community Guide to Environmental Health, 2015.

AA.VV, NATURAL RESOURCES DEFENCE COUNCIL, Unchecked Fracking Threatens Health Water Supplies, www.nrd.org.

AA.VV, Oil and gas reserves on the outer continental shelf: hearing, US Government printing office, Washington, 2007, pag.30.

AA.VV., How to Reduce Costs & Manage Risk in the Upstream Oil & Gas Industry with Enterprise Project and Portfolio Management Solutions, Oracle White Paper, Redwood Shores CA, 2011.

AL-FATTAH.S.M. , The role of National Oil Companies in the Petroleum Industry, USAEE working paper No.13-137, Social Science research network, 2013.

ANONYMOUS, Downstream Petroleum Industry, www.careersinoilandgas.com, Canada, 2015.

ANONYMOUS, Idrocarburi non convenzionali, sul sito www.eniscuola.net, 2015.

ANONYMOUS, Impact Of Stabilization Clause On Petroluem Agreements, Commercial Law Essay, consultabile sul sito <http://www.lawteacher.net/free-law-essays/commercial-law/impact-of-stabilization->

clause-on-petroleum-agreements-commercial-law-essay.php.

ANONYMOUS, Petrolio: arbitrato su oleodotto Iran-Israele, a Teheran 100 mln dollari,
http://www.adnkronos.com/aki-it/economia/2014/12/10/petrolio-arbitrato-oleodotto-iran-israele-teheran-mln-dollari_it0WRXG2cpo9xkpHKmeYUK.html?refresh_ce

ANTONIOLI.G, Shale Gas: che cos'è?, Nel Futuro, 2014.

AUSTRALIAN MARITIME SAFETY AUTHORITY,
http://www.amsa.gov.au/Marine_Environment_Protection/National_plan/General_Information/Oiled_Wildlife/Oil_Spill_Effects_on_Wildlife_and_Non-Avian_Marine_Life.asp

AVVENTI.M, La procedura di Screening nella VIA, Exeo Edizioni, 2010.

BARBOZA.J-MARIANO, E.LEBRE-LA ROVERE, Environmental Impacts of the Oil Industry, Encyclopedia of Life Support System, UNESCO, 2015.

BEDER.S, What is Environmental Impact Assessment?, in Environment in crisis, 2003.

BEREDJICK.N, Petroleum Investment Policies in Developing Countries, Graham&Trotman, London, 1988, pag.155.

- BERNARDINI.P, La regolamentazione contrattuale in materia di ricerca di idrocarburi, Treccani, Roma, 2014, pag.847.
- BHALA.R, Dictionary of International Trade Law, Lexis Nexis, New York, 2012, pag.770-771.
- BHATTACHARYYA.S.C., Energy Economics: Concepts, Issues, Markets and Governance, Springer, London, 2011, pag.325-329.
- BIELLO.D, Air-Gun Oil Exploration Wrongs Right Whales, www.scientificamerican.com, 2014.
- BINDEMANN.K, Production-Sharing Agreement: An Economic Anlysis, Oxford Institute for Energy Studies, 1999, pag.5-30.
- BISSET.R, Environmental Impact Assessment: Issues, Trends and Practice, scritto per United Nations Environment Programme (UNEP), 1996.
- BLINN.K.W, DUVAL.C, LE LEUCH.H, PERTUZIO.A, International Petroleum Exploration and Exploitation Agreements: Legal, Economic and Policy Aspect, London, 1986, pagg. 57-68.
- BONARDI.C, G.PATRIGANI, Energie alternative e rinnovabili, Wolters Kluwer Italia, Milano, 2010, pag. 160-162.
- BOYKETT.T, .PEIRANO.M, BORIA.S,.KELLEY.H, SCHIMANA.E, DEKROUT.A. OREILLY.R, Oil Contracts: How to Read and

Understand a Petroleum Contract, Open Oil, Times
Up Press, Linz, 2012 pag 24 e ss.

BOYKETT.T, PEIRANO.M, BORIA.S, KELLEY.H, SCHIMANA.E,
DEKROUT.A, OREILLY.R, Oil Contracts: How to Read and
Understand a Petroleum Contract, Open Oil, Times
Up Press, Linz, 2012, pag. 20-25.

BUSS.R, United Nations Conference on the Human
Environment (UNCHE), Stockholm, Sweden.

CANTONI.S, (a cura di) Giurisprudenza della Corte di
Giustizia Internazionale: casi scelti, G.Giappichelli
Editore, Torino, 2014 pag 159-165.

CARNIE.T, Fracking Cancer Risks, Campaign Against
Nuclear Waste in Namibia, 2012.

CHEVALIER.J, F.IELPO, The economics of commodity
markets, Wiley Finance.

D'ORSOGNA.M, Namibia, l'airgun che ha affossato
l'industria dei tonni, da Il Fatto Quotidiano del 6
Luglio 2015.

D'ORSOGNA.R, No all'Italia petrolizzata, 2015.

DANIELSEN.A.L., Organization of the Petroleum Exporting
Countries: multinational organization, Encyclopaedia
Britannica, Edimburgo, 2015

DE PAOLI.R, Compatibilità e sostenibilità. Il fattore
antropico nelle scelte ambientali, FrancoAngeli,

Milano, 2012, pag. 112-120.

DEPARTMENT OF ECONOMIC AND SOCIAL AFFAIRS, DIVISION FOR
SUSTAINABLE DEVELOPMENT, URL: www.un.org/esa/

DEVINNE.J, Fracking Disaster: Kansas Went From 1
Earthquake Per Year To 42 A Week, Occupy
Democrats, 2015.

DIPARTIMENTO DI SCIENZE AMBIENTALI E DELLA SALUTE
DELL'AMERICAN INSTITUTE OF PETROLEUM, Effects of oil and
chemically dispersed oil in the environment, 2001.

ELY.A, Changing Concepts of the World's Mineral
Development Laws, pag. 4-46, 1975.

EUROPEAN UNION NETWORK FOR THE IMPLEMENTATION AND
ENFORCEMENT OF ENVIRONMENT LAW, Progetto IMPEL:
Attuazione dell'articolo 10 della direttiva
2001/42/CE sulla VAS.

FABRICANT.R, Production Sharing Contract in the
Indonesian petroleum Industries, Law Journal 303,
Harvard International Journal, Cambridge,
Massachusetts, 1975.

FARUQUE.A, The Rationale and Instrumentalities for
Stability in Long-term State, M.MANIRUZZAMAN,
National Laws Providing for Stability of International
Investment Contracts: A Comparative Perspective,
Journal of World Investment and Trade, pag.233-

241.

FATTOUH.B, An Anatomy of the Crude Oil Pricing System,
Oxford Institute for Energie Studies, Oxford, 2011.

FATTOUH.B, Oil Market Dynamics through the Lens of the
2002-2009 Price Cycle, Oxford Institute for Energy
Studies, Oxford, 2009.

FICHT.A.A, Developments in Geophysical Exploration
Methods, Springer, Essex, 1979, pag 54-57.

FU.F, R.GARZA, S.KAPADIA, Y.HING TONG, R. TYAGI, S.WU,
Comparison between WTI/Brent spread models and
applications to option pricing, University of Cornell,
2010.

GALOTTO.G, M.MAZZOLENI, Le valutazioni ambientali: Vas,
Via e Ippc, Wolters Kluwer Italia, 2008.

GALOTTO.G, M.MAZZOLENI, Le valutazioni ambientali: Vas,
Via, Ippc, Ipsoa, 2008.

GROUP OF EXPERTS ON THE SCIENTIFIC ASPECTS OF MARINE
POLLUTION, Impact of oil and related chemicals on the
marine environment, Londra 1993.

HARRISON.J, Making the Law of the Sea, Cambridge,
Cambridge University Press, 2011, p. 51.

HASKONING.R, Quality assurance strategic environmental
assessment, commissionato dal Ministero degli
Alloggi, della Pianificazione territoriale e

dell'Ambiente, Paesi Bassi, 2002.

HAWDON.D, The Changing Structure of the World Oil Industry, Croom Helm Ltd.

HORSNELL.P, MABRO.R, Oil Markets and Prices: The Brent Market and the Formation of World Oil Prices, Oxford University Press, Oxford, 1993.

HORSNELL.P, Oil Pricing Systems, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford, 2000.

HYDE.J.N., Economic development agreements, in: Recueil des Cours de l'Académie de Droit International de La Haye, Leida, Sijthoff, 1963, pag.105 e pag. 267-374.

ITALIA.V, Ambiente, inquinamento, responsabilità, Volume 4, Giuffrè Editore pag.1065-1077.

JAMES.T, Energy markets: price risk management and trading, Wiley Finance.

JERINA.A, Differences between Upstream, Midstream, Downstream in Oil and Gas, Basic Oil and Natural Gas Production, Croft Production System, Texas, 2014.

JERINA.A, Downstream, the final sector, in Basic Oil and Natural Gas Production, Croft Production Systems, 2016.

JOHNSTON.D, International Exploration

Economics,Risk,and Contract Analysis, Penn Well Corporation, Tulsa, 2003, pag. 41-42.

KOH.T.B. A Constitution for the Oceans, consultabile al sito
http://www.un.org/Depts/los/convention_agreements/texts/koh_english.pdf,

KOSHERI.A.EL, Arbitrato internazionale e contratti petroliferi, International University for African Development, Alessandria d'Egitto, traduzione Treccani.

LAURENT.E, FLORI. D.-FABI.L,(a cura di), La verità nascosta sul petrolio. Un'inchiesta esplosiva sul «sangue del mondo», Nuovi Mondi Media, 2006, pag.35-52.

LAURENT.E, La verità nascosta sul petrolio. Un'inchiesta esplosiva sul «sangue del mondo», Edizioni Nuovi Mondi Media, San Lazzaro di Savena, 2006

LAURENT.E., La verità nascosta sul petrolio. Un'inchiesta esplosiva sul «sangue del mondo»,Nuovi Mondi Editore, 2006.

LAX.H.L, Political Risk in the International Oil and Gas Industry, Kluwer, 1983.

LEONTIEF.W, Il futuro dell'economia mondiale. Rapporto per le Nazioni Unite sui problemi economici di lungo termine: popolazione, risorse alimentari, risorse

minerarie, inquinamento, commercio, movimento di capitali, strutture istituzionali, EST Mondadori, Milano, 1977 (tit. orig. The Future of the World Economy).

LONG.D, Oil Trading Manual, Woodhead Publishing, 2002.

LOSSAN.A, Gli effetti del caso Yukos, 2014,
<http://it.rbth.com/>.

M.CHIARELLI, Trivellazione orizzontale e FRACKING IDRAULICO: la rivoluzione dello shale gas & oil , Ingenio n.24, 2014.

MABABAYA.M.P, The role of multinational companies in the Middle East: the case of Saudi Arabia, University of Westminster, 2002.

MABRO.R, Oil in the 21st Century: Issues, Challenges and Opportunities, Oxford University Press, 2006.

MABRO.R, Oil in the 21st Century: issues, challenges, opportunities, Oxford University Press, 2006.

MAGLIA.S, Diritto ambientale. Alla luce del T.U. ambientale e delle novità 2011, Ipsoa, 2011.

MANFREDA.J, The Real History of Fracking, www.oilprice.com, 2015.

MANIRUZZAMAN.A.F, The new generation of energy and natural resource development agreements:some

reflections, Journal of Energy and Natural Resources Law, 2011, pag. 221-247.

MANN BORGESE.E, The Oceanic Circle: Governing the Seas as a Global Resource, Tokyo, United Nations University Press, 1998, p. 114 e ss.

MARCHISIO, Gli atti di Rio nel diritto internazionale, in Riv. Dir. Int., 1992, n. 3, pp. 581-621.

MAUGERI.L, L'era del Petrolio, Feltrinelli editore, Milano, 2006 pag.1-22.

MAUGERI.L, L'era del petrolio, Mitologia storia e futuro della più controversa risorsa del mondo, Gingiacomo Feltrinelli Editore, Milano, 2006, pag. 80 e ss.

MICHEL.J, An introduction to coastal habitats and biological resources for oil spill response, Oil Behaviour and Toxicity, Rapporto HMRAD 92-4.

MILLER, B.McLAUGHLIN, M.DAVIS, D.PRATT, Ice Brent crude oil, paper, www.theice.com.

MILLER.C, .McLAUGHLIN.B, M.DAVIS.M, D.PRATT'D, Ice Brent crude oil, paper, www.theice.com.

MILLER.K.D., M.T.CHEVALIER, J.LEAVENS, THE ROLE OF WTI AS A CRUDE OIL BENCHMARK, Purvin&Gertz.inc, 2010.

MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE, Informativa della Commissione europea sulla

Raccomandazione relativa agli idrocarburi,
www.va.minambiente.it

MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL
MARE, L'Unione Europea adotta la direttiva per la
sicurezza delle attività petrolifere offshore,
www.va.minambiente.it

MONTAGNA.A, Sviluppo sostenibile, la politica dei piccoli
passi, in Villaggio Globale - "Se l'inverno è dentro",
n. 20, dicembre 2002 .

MONTINI.M, Il protocollo di Kyoto e il clean development
mechanism: aspetti giuridici e istituzionali,
Università di Siena, Dipartimento di diritto
dell'economia, quaderni, pp. 1-26 Giuffrè Editore,
2008.

MORIANI.G, M.OSTOICH, E.DEL SOLE, Metodologie di
valutazione ambientale, F. Angeli 2006.

MUKHERJEE.A, H.SHUKLA, L.SLOOTSKY, M.HUAN, S.PERI,
Z.YANG, Modeling Oil spreads: An analytical study of
WTI-Brent spread basedon 20 years of history,
University of Cornell, 2006.

MYERS.A-JAFFE, The International Oil Companies, The
James Baker Institute for public policy, 2007.

NADDEO.V, T.ZARRA, V.BELGIORNO, STRUMENTI E TECNICHE PER
LA VALUTAZIONE AMBIENTALE STRATEGICA, ASTER ONLUS

EDITORE, FISCIANO, 2011, PAG. 20-29.

NATURAL RESOURCE CHARTER, Session notes: mid and downstream infrastructure in the petroleum sector, <http://naturalresourcecharter.org/>

NURUDEEN ISAH.M, The role of environmental impact assessment in nigeria's oil and gas industry, Cardiff University, 2012.

OHLIGER.T, Politica ambientale: principi generali e quadro di riferimento, <http://www.europarl.europa.eu>, 2015.

ONAJITE.E, J.O.ETU-EFEOTOR, Seismic Data Analysis Techniques in Hydrocarbon Exploration, Elsevier, Oxford, 2014, pag. 47-49.

PALOSCIA.R., D.ANCESCHI, Territorio, ambiente e progetto nei paesi in via di sviluppo, F. Angeli, Milano, 1996.

PARRA.F., Oil Politics: A Modern History of Petroleum, Tauris & co., New York, 2005.

PILADE CHITI.M, G.GRECO, Trattato di diritto amministrativo europeo, Volume 2, Giuffrè Editore, pag.273-320.

PINESCHI, La Conferenza di Rio de Janeiro su ambiente e sviluppo in Riv.Giur.Amb., 1992, p.706 ss.

PINESCHI, Tutela dell'ambiente e assistenza allo sviluppo: dalla Conferenza di Stoccolma (1972) alla

Conferenza di Rio (1992), 1994, p. 493 ss.

PIROG.R, The role of National Oil Companies in the International Oil Market, Congressional Research Service, 2007.

PLATTS, The global oil market, Industry solution paper, McGraw-Hill, 2010.

POLI.S, La responsabilità per danni da inquinamento transfrontaliero nel diritto internazionale, Giuffrè, 2006.

POZZO.B, La responsabilità ambientale in Europa: modelli di applicazione della Direttiva 2004/35/CE, Assonime, 2009.

QUADRI.S, Energia possibile. Diritto internazionale, dell'Unione europea e interno, Giappichelli Editore, Torino, 2012.

R.K.MARKARIAN, J.P.NICOLETTE, L.H.GIESE, T.R.BARBER, A critical review of petroleum product aquatic toxicity values for use in natural resource damage assessments, Ecological Risk Assessment: Lessons Learned, 1993.

RADON.J, The ABCs of Petroleum Contracts: License-Concession Agreements, Joint Ventures, and Production-sharing Agreements,

RADON.J, The ABCs of Petroleum Contracts: License-

Concession Agreements, Joint Ventures, and
Production-sharing Agreements, saggio contenuto in
S.TSALIK, A.SCHRIFFIN, *Covering Oil: A Reporter's Guide
to Energy and Development*, Open Society Initiative,
New York, 2005 pag. 62-65

RAPIER.R, *Power Plays: Energy Options in the Age of
Peak Oil*, Apress, New York, 2012, pag. 222.

RECCHI.G, *Nuove energie: Le sfide per lo sviluppo
dell'Occidente*, Marsilio Editori, Venezia, 2015,
L'innovazione dal Signor Drake al Signor Shale.

RECCHI.G, *Nuove energie: Le sfide per lo sviluppo
dell'Occidente*, Marsilio Editori, Venezia, 2015.

REHAAG.K, *Disappearing Benchmarks: The Demise of the
Market Indexed Pricing?*, IEA Energy Prices and
Taxes, 1999
[http://data.iea.org/ieastore/assets/products/eptnotes
/feature/4Q1999.pdf](http://data.iea.org/ieastore/assets/products/eptnotes/feature/4Q1999.pdf)

RICCHIUTI.A, *Rischi di incidenti ambientali il petrolio è il
primo imputato*, Ecoscienza, Arpa, 2010.

ROBERTS G.L., *Islamic Human Rights and International
Law*, Universal Publishers, Florida, 2007.

ROBINSON.J, *Anticipating the effect of Strategic
Environmental Assessment, in Planning law:
Analysing Reform, Europe and Caselaw*, White

Paper Conference, Londra, 2002.

ROMAGNOLI.E, The Environmental Impact Assessment (EIA) praxis: normative and procedure evolution, Ambiente-Diritto, 2007.

SCOVAZZI,T,TREVES T,(a cura di) , P.Birne-E.A. Boyle, Basic documents on international law and enviromental, Oxford, 1995, pag.153.

SEEK.I, Opec: Twenty-Five Years of Prices and Politics, Cambridge University Press, Cambridge, 1988.

SELLEY.R. C, S.A.SONNENBERG, Elements of Petroleum Geology, Elsevier, 2015.

SERVICING AMERICA'S ENERCGY, The Three Oil and Gas Energy Markets: What Is Midstream?, www.setxind.com.

SEYMOUR.A, The Oil Price and Non-OPEC Supply, Oxford Institute for Energy Studies. 1990.

SHAAD.B., E.WILSON, What role for internationaloil and gas companies?, International Institute for Enviroment and Development.

SILVENNOINEN, S. THORP, Financialization, Crisis and Commodity Correlation Dynamics, Quantitative Finance Research Centre, University of Technology, Sydney,2010.

SKEET.I, OPEC: Twenty Five Years of Prices and

Politics, Cambridge University Press. 1988.

SOMMER.A, The Assessment of the Significance of Environmental Effects. Procedure and Criteria for Screening in Strategic Environmental Assessments, Ministero Federale Austriaco dell'Agricoltura, della Silvicoltura, delle Risorse ambientali e della Gestione delle Risorse Idriche, 2002.

SPERO.J.E, J.A.HART, The politics of International economic relations, Wadsworth, 2010.

SRK, CONSULTING, Environmental Management Of Upstream Oil And Gas Projects, www.srk.co.uk, England/Wales, 2016.

sustdev/documents/agenda21/english/agenda21toc.htm.

SWINDLE.G, Valuation and risk management in energy markets, Cambridge University Press, 2014.

TAMBURINI.F, Caso Yukos: congelate proprietà russe in Belgio e Francia, www.cronacheinternazionali.com, 2015.

TANG.K, W.XIONG, Index Investing and the Financialization

Toro.A, Air gun e petrolio: quelle “bombe sonore” che fanno paura, Unimondo, 2015.

TREVES.T, La convenzione delle Nazioni Unite sul diritto del mare del 10 dicembre 1982, Milano, Giuffrè,

1983, p. 8 e ss

TSALIK.S, SCHRIFIN.A, Covering Oil: A Reporter's Guide to Energy and Development, Open Society Initiative, New York, 2005, pag. 61-99.

UNITED STATES. BUREAU OF LAND MANAGEMENT, Final supplemental environmental impact statement for the prototype oil, Colorado State Office.

VENGOSH.A, N.WARNER, R.JACKSON, T.DARRAH, The Effects of Shale Gas Exploration and Hydraulic Fracturing on the Quality of Water Resources in the United States, Roland Hellmann and Helmut Pitsch, Avignone, 2013, abstract.

VERLEGER, Explaining the 2008 Crude Oil Price Rise, 2008, www.pkverlegerllc.com

VIRZO.R, Il regolamento delle controversie nel diritto del mare: rapporti tra procedimenti, Cedam, 2008.

MAUGERI.L, L'era del Petrolio, Feltrinelli editore, Milano, 2006 pag.1-22.

MAUGERI.L, L'era del petrolio, Mitologia storia e futuro della più controversa risorsa del mondo, Gingiacomo Feltrinelli Editore, Milano, 2006, pag. 80 e ss.

WATTS.W, 3 reasons U.S. oil is trading at premium to global benchmark, Market watch publishing, 2015.

WEILER.T, International Investment Law And Arbitration:

Leading Cases from the ICSID, NAFTA, Bilateral
Treaties and Customary International Law, Cameron.

WYANT.F.R., The role of multinational Oil Companies in
world energy trade, Annual Reviews Energy, 1977.

YEBOAH. Y., The Opec Imperium, Pennsylvania State
University catalogue, Pennsylvania, 2012.

YERGIN.D., It's Still the One, Foreign Policy, 2011.

ZOPPI.C, M.GARANO, Valutazione ambientale strategica
nella pianificazione territoriale, Gangemi Editore,
2002, pag. 20-50.